

**COMPARACIÓN DEL CAMBIO DE METODOLOGÍA PARA
REMUNERAR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA:
CASO COLOMBIA**

ANDRÉS JOSÉ ANDRADE BECERRA



**UNIVERSIDAD DE LA COSTA
DEPARTAMENTO DE ENERGÍA
PROGRAMA DE
INGENIERIA ELÉCTRICA
BARRANQUILLA,
COLOMBIA
2019**

**COMPARACIÓN DEL CAMBIO DE METODOLOGIA PARA
REMUNERAR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA:
CASO COLOMBIA**

ANDRÉS JOSÉ ANDRADE BECERRA

**Trabajo de Grado presentado para optar al título de
Ingeniero Eléctrico**

**TUTOR: MSc. JOHN WILLIAM GRIMALDO GUERRERO
CO-TUTOR: MSc. ELIANA NORIEGA ANGARITA**

**UNIVERSIDAD DE LA COSTA
DEPARTAMENTO DE ENERGÍA
PROGRAMA DE
INGENIERIA ELÉCTRICA
BARRANQUILLA,
COLOMBIA
2019**

NOTA DE ACEPTACIÓN

JURADO

JURADO

Barranquilla,

Agradecimientos

Agradezco a Dios por permitirme llegar a la cúspide de este camino, gracias por brindarme la compañía de seres maravillosos que siempre han llenado mi vida de ejemplo e inspiración.

Gracias por la vida de mis padres, porque ellos son los promotores de mis sueños y metas, porque creyeron en mí y mis expectativas; porque con su esfuerzo, fortaleza, extenuantes y agotadoras jornadas de trabajo me brindaron la posibilidad de estudiar lejos de casa. A mi padre por enseñarme que con determinación, trabajo, disciplina y constancia se pueden lograr las metas; a mi madre por estar siempre conmigo, por llevarme en sus oraciones, por su apoyo y amor incondicional, ¡Gracias Mamá! ¡Gracias Papá!

A mis hermanos Abel, María, Luis y Lorena por su apoyo en el transcurso de mi vida, a mi hermana Ana, por ser la consentida, que con sus hermosas palabras y motivación me ayudaron cuando más lo necesitaba. A mis tíos, tías, primas, primos y sobrinos por cada día demostrarme su amor y de una u otra manera aportaron en mi vida.

A la niña de mis ojos, mi hija Analía, por convertirse en mi fuente de motivación e inspiración para superarme y con su dulce sonrisa alegrarme mi vida.

Gracias a mis abuelos Abel, Delida y Mami Carmela por su amor incondicional y que hoy me cuidan desde el cielo.

Gracias a mis directores de tesis MSc. John William Grimaldo Guerrero y Msc. Eliana Noriega Angarita por su motivación, dedicación, disposición y apoyo para guiarme y enseñarme en esta etapa de mi vida. A mi amigo Cesar y compañeros de estudios por los buenos momentos que compartimos en estos 5 años.

Resumen

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), entidad encargada de la regulación de los servicios públicos de energía eléctrica y gas en Colombia, presentó una propuesta de cambio de regulación para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica, pasando de la Resolución CREG No. 011 de 2009 a la Resolución CREG No. 178 de 2014. Este cambio aún no ha sido aprobado por el estado, actualmente se encuentra en proceso de estudio de resolución.

Para poder analizar las ventajas que se lograrían a partir de la aprobación de esta nueva resolución, el presente trabajo tiene como objetivo realizar una comparación del cambio de metodología para remunerar la actividad de transmisión de energía eléctrica en Colombia, a través de la implementación de la Resolución CREG No. 178 de 2014.

En el presente trabajo se realiza una comparación de los cambios en la regulación y sus respectiva evaluación económica, se evalúa un proyecto de transmisión (caso de estudio) para analizar el comportamiento de la tasa de retorno de la inversión, se realizan simulaciones económicas a través de herramientas ofimáticas con la finalidad de evaluar el impacto económico que están tendrán en la remuneración de los ingresos anuales de los agentes que tienen funciones de transmisión y los consumidores finales, además se analizan los resultados obtenidos para determinar la viabilidad a partir de la implementación del cambio de resolución.

Palabras clave: regulación, transmisión, remuneración, incentivos

Abstract

The Comisión de Regulación de Energía y Gas, entity in charge of the regulation of public services of electric energy and gas in Colombia, presented a proposal for a change of regulation for the remuneration of the activity of transmission of electric energy, going from Resolution CREG 011 of 2009 to Resolution CREG 178 of 2014. This change has not yet been approved by the state, is currently in the process of resolution study. To be able to analyze the advantages that would be achieved from the approval of this new resolution, the present work has an objective to make a comparison of the change of methodology to remunerate the activity of electric energy transmission in Colombia, through the implementation of Resolution CREG 178 of 2014.

In the present research a comparison of the changes in the regulation and their respective economic evaluation is made, a transmission project is evaluated (case study) to analyze the behavior of the rate of return of the investment, economic simulations are carried out through officemate tools with the purpose of evaluating the economic impact that they will have in the remuneration of the annual income of the agents that have transmission functions and the final consumers, in addition the results obtained are analyzed to determine the viability from the implementation of the change of resolution.

Keywords: regulation, transmission, remuneration, incentives

Contenido

Lista de tablas y figuras	9
Introducción	11
1. Planteamiento del problema	16
2. Justificación	19
3. Objetivos.....	21
3.1. Objetivo General	21
3.2. Objetivos Específicos.....	21
4. Antecedentes.....	22
5. Estado del arte	25
6. Aspectos metodológicos	32
7. Capítulo 1: Marco referencial.....	35
7.1. Estructura institucional del sector eléctrico	35
7.2. Actividades del sector eléctrico	37
7.2.1. Generación.	37
7.2.2. Transmisión.....	38
7.2.2.1. Expansión Sistema Transmisión Nacional.	40
7.2.3. Distribución.....	42
7.2.4. Comercialización.	42
7.3. Estructura Tarifaria	42
7.4. Metodología para el cálculo de la tasa de retorno en la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en Colombia	43
7.4.1. Capital Asset Pricing Model (CAPM).	46
7.5. Metodologías para la remuneración de inversiones.....	47
7.5.1. Precio Máximo (Price Cap).	47

7.5.2.	Ingreso Regulado Máximo (Revenue Cap Regulation).....	47
7.5.3.	Ingreso Medio (Average Revenue Regulation).	48
7.5.4.	Indexación de las tarifas (Retail Price Index RPI-X).....	49
7.5.5.	Competencia Referencial (Yardstick Competition).....	49
7.5.6.	Precios no lineales y menú de tarifas.....	50
7.6.	Experiencias Internacionales	50
7.6.1.	Estados Unidos.....	50
7.6.2.	Reino Unido.....	52
7.6.3.	Noruega.....	54
7.6.4.	España.....	55
7.6.5.	Ecuador.....	56
7.6.6.	México.....	57
8.	Capítulo 2: Análisis resoluciones para remunerar la actividad de transmisión en Colombia	59
8.1.	Resolución CREG No. 011 de 2009	59
8.2.	Resolución CREG No. 178 de 2014	61
8.3.	Formulas Tarifarias	64
8.3.1.	Resolución CREG No. 011 de 2009.....	65
8.3.2.	Resolución CREG No. 178 de 2014.....	67
9.	Capítulo 3: Diseño de herramienta y simulación.....	72
10.	Capítulo 4: Resultados y discusiones.....	76
10.1.	Comparación de la Resolución CREG No. 011 de 2009 y Resolución CREG No. 178 de 2014	76
10.2.	Evaluación caso de estudio	79
10.3.	Simulaciones económicas a través de la Resolución 178 de 2014	82
	Conclusiones	89

Referencias.....	93
Anexo 1	100

Lista de tablas y figuras

Tablas

Tabla 4.1 Datos Relevantes Remuneración Transmisión 1994 - 2001	24
Tabla 5.2 Valores Variables WACC y CAPM. Modelo Propuesto.....	30
Tabla 7.3 Fuentes de Información Variables WACC	45
Tabla 8.4 Menú de Gastos	63
Tabla 8.5 Incentivos asociados con el nivel de gastos ejecutados y el menú seleccionado	64
Tabla 8.6 Factor de ajuste de activos de media y alta tensión	69
Tabla 9.7 Características del proyecto evaluado (caso de estudio)	73
Tabla 10.8 Comparación resoluciones para la remuneración de la actividad de transmisión.	77
Tabla 10.9 Resultados Metodología WACC	79
Tabla 10.10 Datos del costo de la deuda y capital WACC.....	79
Tabla 10.11 Evaluación tasa de retorno.....	80
Tabla 10.12 Resultados simulación económica para Intercolombia S.A. E.S.P.....	82
Tabla 10.13 Ingresos Anuales Intercolombia S.A. E.S.P	83
Tabla 10.14 Ingresos Anuales Intercolombia Resolución CREG No. 011 de 2009	84
Tabla 10.15 Resultados simulación económica para Transelca S.A. E.S.P.....	85
Tabla 10.16 Ingresos Anuales Transelca S.A. E.S.P	86
Tabla 10.17 Ingresos Anuales Transelca Resolución CREG No. 011 de 2009	86

Figuras

Figura 5.1. Remuneración activos eléctricos VNR Vs. CRD. Adaptado de (Serna García, 2015).	29
Figura 7.2.Estructura Organizacional del Sistema Eléctrico Colombiano.	35
Figura 7.3 Esquema Institucional del Sector Eléctrico Colombiano. Adaptado de (Pinto Nolla, 2018).	36

Figura 7.4. Actividades del Sector Eléctrico Colombiano. Adaptado de (Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica, 2018).....	37
Figura 7.5. Matriz Energética de Colombia.....	38
Figura 7.6. Participación Empresas de Transmisión.....	40
Figura 7.7. Conformación CAPT.....	41
Figura 9.8. Proyectos en construcción Intercolombia. Adoptado de (Intercolombia, 2015).	74
Figura 10.9. Comportamiento del CAEA frente a la tasa de retorno.....	82
Figura 10.10. Comparación ingresos anuales Intercolombia S.A. E.S.P.....	85
Figura 10.11. Comparación ingresos anuales Transelca S.A. E.S.P.....	87

Introducción

El Ministerio de Minas y Energía (MME), es la máxima entidad del sector minero energético en Colombia, tiene como objetivo “*formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del sector de Minas y Energía*” (Decreto No. 0381, 2012) (MME, 2018). Las entidades adscritas a este ente, se enfocan en la promoción, regulación y/o planeación del sector minero energético (MME, 2018), estas son: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Agencia Nacional de Minería (ANM), Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE), Servicio Geológico Colombiano y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

La CREG fue creada por la Ley 142 de 1994, artículo 69 inciso 2, como Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible, pero, posteriormente se le cambia el nombre por el que es conocida actualmente (Ley 143, 1994). Este ente, está encargado de regular el sector energético para “*asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio*” (Ley 143, 1994).

La UPME es la encargada de proyectar el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros energéticos de forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector (Decreto No. 1258, 2013); una de las funciones de esta entidad, es la elaboración del Plan de Expansión de Generación y Transmisión del sector eléctrico (Decreto No. 1258, 2013), bajo criterios económicos, sociales, técnicos y ambientales que cumplan los requerimientos energéticos de la población (UPME, 2017; Grimaldo Guerrero, Mendoza Becerra, & Reyes Calle, 2017). Dentro de este plan de expansión se identifican: el crecimiento de la demanda en

el país, la incorporación de plantas de generación y nuevos cambios tecnológicos, con el objetivo de garantizar que el servicio de energía eléctrica sea prestado de manera eficiente, confiable y segura. Por otra parte, esta institución cuenta con el Comité Asesor de Planeación de la Transmisión (CAPT), que deberá opinar sobre Plan de Expansión de Generación y Transmisión del sector eléctrico (Resolución No. 085, 2002).

El Sistema Eléctrico Colombiano, está compuesto por las actividades de generación, transmisión, distribución, interconexión y comercialización (Castillo, Castrillón, Vanegas-Chamorro, Valencia , & Villicaña, 2015) (Ley 143, 1994). Por medio de reformas estructurales, el sector eléctrico sufrió cambios significativos, uno de ellos fue la desintegración vertical de las empresas, es decir, las compañías no pueden realizar conjuntamente las actividades del sector. Sin embargo, existen excepciones, como la actividad de comercialización, que puede realizar conjuntamente su función con la actividad de generación o distribución (Ley 143, 1994).

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) es el organismo por medio del cual el Presidente de la República de Colombia ejerce vigilancia, control e inspección de los servicios públicos domiciliarios (Ley 142 , 1994), adscrita al Ministerio de Desarrollo Económico, actualmente conocida como Ministerio de Comercio, Industria y Turismo (Ley 790, 2002).

El Sistema Interconectado Nacional (SIN), empezó en 1967 con la creación de la empresa Interconexión Eléctrica S.A. (ISA)) (Cuadros Amaya & Ortega Calderon, 2012), por la necesidad que surgió de interconectar el país con las centrales de generación, que existían en esa época, asimismo, nació para cumplir las funciones de la construcción, mantenimiento y administración de las redes de transmisión (ISA, 2018). Las líneas de transmisión, fueron

desarrolladas para conectar las centrales de generación con los centros de carga, ya que esto, permitía que las plantas de energía se ubicarían en áreas donde es más económico realizar su actividad (Wu, Zheng, & Wen, 2006), es por tanto, la actividad es realizada a través de redes de alta tensión, es decir, tensiones iguales o superiores a 220 kV (Resolución No. 001, 1994), para disminuir las pérdidas por efecto Joule, entre otras.

La diferencia entre distribución y transmisión parten desde varios puntos de vista, el contexto de la regulación, el diseño y las características de las redes; la actividad de transmisión, generalmente es operado por una compañía que no está involucrada con la generación de energía eléctrica, distribución u otros servicios; desde el punto de vista técnico, la principal diferencia entre estos sistemas, es el propósito de las redes, pues en la actividad de distribución, no están diseñadas para conectarse a las centrales de generación, por otro lado, las líneas de transmisión comúnmente tiene un diseño enmallado. La resistividad de las líneas es otra característica que diferencia estas actividades, en transmisión esta particularidad es baja (Ackermann, Andersson, & Söder, 2001)

Esta actividad es considerada un monopolio natural, dado que, para la económica del mercado donde se encuentre la empresa, resulta más económico obtener un servicio, debido a que la compañía tendría costos inferiores a los que tendría si existiese otra firma operando simultáneamente en la misma área (Yarad, 1989), sin embargo, la autoridad gubernamental, debe establecer las diferentes políticas y regulaciones, para que esta institución opere eficientemente, pues, si no es así, el mercado se comportaría como un monopolio clásico, donde la compañía fija el precio del bien o servicio por encima, para maximizar sus utilidades (Yarad, 1989).

El Sistema de Transmisión Nacional (STN) está conformado por 9 empresas de transmisión: Centrales Eléctricas de Santander S.A. E.S.P (CENS), Distasa S.A. E.S.P (DISTASA), Electrificadora de Santander S.A. E.S.P (ESSA), Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P (EBSA), Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P (EPSA), Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P (EPM), Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P (EEB), Interconexiones Eléctricas S.A. E.S.P (ISA) y una filial de esta, Transelca S.A. E.S.P; estas dos últimas poseen el 80,8% del mercado (ISA, 2018).

XM S.A. E.S.P, empresa filial de ISA, es el encargado de operar el SIN y administrar el Mercado de Energía Mayorista (MEM)) (XM, 2017) (XM, 2018), esta organización está conformada por el Centro Nacional de Despacho (CND) delegada *“de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado nacional”* (Ley 143, 1994); el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) responsable de la liquidación, facturación, contratos y transacciones del MEM y el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) acreditado para liquidar y facturar los cargos por uso de las redes del SIN.

Por medio de la Ley 142 de 1994, se delega a la CREG la definición de la formula tarifaria, este organismo la estableció en la Resolución No. 119 de 2007, aquí se detallan los mecanismos y ecuaciones utilizadas por los comercializadores minoristas para cobrar la tarifa de energía a los usuarios regulados, dicha ecuación tiene presente las principales actividades del sector. Adicionalmente, se le asigna a esta entidad la función de determinar la metodología para el cálculo de las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas, estas pueden ser revisadas y ajustadas cada 5 años por el regulador. Los cargos asociados con el acceso y uso de las redes cubrirán los montos de la inversión de las redes de interconexión, transmisión y

distribución, costos de oportunidad de capital y costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) (Ley 143, 1994).

Para el cambio de esta metodología, el regulador planteo una serie de objetivos (CREG, 2014), para que las empresas realicen importantes inversiones en la reposición de los activos eléctricos, como también, incrementar la calidad del servicio y eficiencia del sistema. Estos objetivos son:

- ✓ Incentivar la reposición de activos.
- ✓ Mejorar la calidad del servicio.
- ✓ Lograr gastos de AOM eficientes y acordes con la remuneración de inversiones.
- ✓ Facilitar la incorporación de inversiones en nuevas tecnologías.
- ✓ Permitir estabilidad en las inversiones de las empresas.
- ✓ Obtener tarifas competitivas.
- ✓ Conservar empresas sostenibles.

En esta investigación se comparará el cambio de resolución propuesta por la CREG para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica, debido que esta entidad, haciendo uso de sus facultades decidió revisar la metodología aplicada para la retribución de la actividad de transmisión.

1. Planteamiento del problema

ISA es la empresa con mayor participación del mercado de transmisión en Colombia, posee el 80,8% de la demanda (ISA, 2018), mientras que en el año 2012 poseía el 75% de la participación (Moreno, 2012); aunque no está estipulada un límite de participación para esta actividad, como si lo está para las actividades de generación, distribución y comercialización, quienes no deben superar el 25% de la participación de sus mercados (Resolución No. 128, 1996). La CREG determinó que esta empresa, solo podrá incrementar su participación, cuando fuera seleccionada en los procesos de licitación o la expansión de sus instalaciones en el STN (Resolución No. 004, 1999).

Por otra parte, el gerente de EBB a través del radicado E-2004-01309, explica que ISA posee una posición dominante debido a que legalmente fue constituida *“para ser el principal transmisor del país, interconectando inicialmente los centros de generación y carga más relevantes del territorio nacional y posteriormente, interconectando estos centros con la Costa Atlántica”* (Resolución No. 017, 2004), sin embargo, esta posición no es prohibida, pero el abuso de ella debe ser controlada o prevenida por las autoridades competentes.

La planificación y expansión de las redes de transmisión, juega un papel importante en este mercado, pues de esto depende la participación de las empresas en la demanda; la historia de cómo evolucionaron los mercados competitivos permiten que estas empresas posean mayor participación (Rudnick & Zolezzi, 2000), esta es la razón por la que ISA posee un alto porcentaje de las redes de transmisión, debido que, anteriormente la expansión era propuesta y elaborada por esta empresa, y actualmente debe efectuar una propuesta para cada uno de los proyectos definidos en las convocatorias (Resolución No. 085, 2002), pero no necesariamente será la ganadora de la licitación.

La UPME en el Plan de Expansión de Referencia de Generación – Transmisión 2017 – 2031, analiza el sistema eléctrico colombiano, aquí se detallan los problemas y necesidades de las diferentes regiones del país. Para el área caribe se está presentando agotamiento y nula expansión a nivel de 110 kV, agotamiento en la capacidad de transformación del STN y agotamiento de red a nivel de 66 kV (UPME, 2016),, sin embargo, la situación empeora debido a que 2 de los 12 proyectos de transmisión ente septiembre de 2016 a agosto de 2017 para esta área fueron declarados desiertos; en el mismo periodo la UPME realizó el seguimiento de 35 proyectos aprobados, de los cuales 23 son del STN, pero, solo 6 están en ejecución (UPME, 2016) (UPME, 2017),.

EL MME administra el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER) recaudado por los dueños de los activos del STN y el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) recaudado por los agentes generadores, estos recursos son usados para la construcción e instalación de nuevas infraestructuras eléctricas y reposición de las (Decreto No. 1122, 2008) (Decreto No. 1124, 2008), además para ayudar a las Zonas No Interconectadas (ZNI), las cuales representan el 52% del territorio nacional (IPSE, 2018).

Las principales redes del STN están constituidas en las zonas montañosas del país, estas presentan un difícil acceso, un costo extra en los transportes de materiales y en la construcción (Ramírez Castaño, 1995), estas fueron construidas en esas áreas debido que los grandes consumidores y las centrales de generación están ubicados en estos lugares (Soto Ortiz & Grimaldo Guerrero, 2012).

Debido a que la mayoría de los proyectos se declaran desiertos; a la empresa ISA se le adjudican estos proyectos, provocando que aumente su participación y la brecha que hay entre

las otras compañías. Mejorar la calidad e incentivar a las compañías a participar y lograr llevar el servicio de energía eléctrica a zonas sin interconexión o con baja calidad de servicio es una prioridad nacional, la CREG espera lograr por medio del cambio de regulación para el pago de proyectos de transmisión aumentar la calidad y la incentivación de los agentes participantes.

2. Justificación

La actividad de transmisión es importante para el mercado eléctrico, puesto que uno a los centros de generación y los usuarios finales, este último a través de los comercializadores (ISA, 2018); una falla en la planeación del sistema podrá ocasionar la indisponibilidad del servicio (Silva Ortega, Cervantes Bolivar, Isaac Millan, Cardenas Escorcia, & Valencia Ochoa, 2018). Generalmente esta actividad es considerada un monopolio natural, porque no resulta económicamente viable la operación de las líneas de transmisión por varias empresas en un lugar geográfico específico (Shirmohammadi, et al., 1998).

Por ley, el regulador garantiza que los ingresos anuales que reciban los agentes de transmisión cubran los montos de la inversión, costos de oportunidad de capital y costos de AOM (Ley 143, 1994), en la tasa de retorno que se utiliza también tiene en cuenta el capital invertido de acuerdo al riesgo de la actividad, y no una rentabilidad fija (CREG, 2007). Esto permite que exista una estabilidad en las inversiones realizadas por las empresas; actualmente el porcentajes de reposición de los activos de transmisión realizados por los agentes es cerca del 0,4% por lo que se espera que la reposición de los activos eléctricos se duplique respecto al histórico (7,5 billones de pesos en cinco años) (CREG, 2015), para la inversión en la modernización de los sistemas, incremento de la seguridad de las redes, reducción de las interrupciones y la incorporación de nuevas tecnologías, todo para mejorar la confiabilidad del sistema (Silva-Ortega, et al., 2017).

El IPSE ejecutó en el año 2016 cerca de \$5.564.200.000 en proyectos para ZNI, en el mismo año el Ministerio de Hacienda aprobó \$7.000 millones para ser ejecutados en proyectos en ZNI (IPSE, 2017), por tanto, estas zonas cuentan con los recursos para la implementación de tecnologías y proyectos para la prestación del servicio de energía eléctrica. Al generar el

proyecto de resolución que permitirá la modificación en la remuneración de la actividad de transmisión, logrará que muchos de los proyectos no queden desiertos, den mayores oportunidades de inversión y cobertura del servicio, y la posición dominante de ISA pueda cambiar debido a la nueva posición que puedan establecer los demás agentes.

3. Objetivos

3.1. Objetivo General

Evaluar el cambio de metodología para la remuneración de la actividad de transmisión emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, de la Resolución CREG No. 011 de 2009 a la Resolución CREG No. 178 de 2014, por medio de simulaciones económicas.

3.2. Objetivos Específicos

Realizar un estudio documental acerca de las diferentes metodologías para la remuneración de la actividad de transmisión y el comportamiento del mercado en algunos países europeos y latinoamericanos.

Analizar los principales cambios de las resoluciones para la retribución de la actividad de transmisión promulgadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Diseñar una herramienta para simular la Resolución CREG No. 011 de 2009 y Resolución CREG No. 178 de 2014, determinando los ingresos anuales de los agentes de mercado de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

Comparar los resultados de las simulaciones de la Resolución CREG No. 011 de 2009 y Resolución CREG No. 178 de 2014.

4. Antecedentes

Con la promulgación de las leyes 142 y 143 de 1994, se dio un nuevo marco legal para las actividades del sector energético, la remuneración de la actividad de transmisión comenzó a regirse con la emisión de la Resoluciones 001 y 002 de 1994, donde se reglamenta el transporte de energía eléctrica por el STN, regula la liquidación y administración de las cuentas originadas.

La retribución de esta actividad se realizaba mediante cargos por uso y conexión a la red, mediante contratos de conexión al STN (Resolución No. 001, 1994), es decir, que los generadores y comercializadores debían pagar a los transportadores estos cargos. Estos cargos se definen según las zonas y subzonas eléctricas (interconexión de subestaciones); los costos por uso del STN eran cobrados a los generadores, de acuerdo a la capacidad instalada y 6 meses acumulados anualmente, también se tenía en cuenta el tipo de planta, la localización de las zonas y subzonas, mientras que a los comercializadores se les cobraba conforme a los cargos horarios y estacionales, que eran establecidos por periodos de carga mínima, media y máxima (Resolución No. 002, 1994) a través de las ventas totales del comercializador y un factor de pérdidas por distribución.

Para determinar la remuneración de la actividad utilizaban una estimación de los costos debido a la máxima exigencia que los usuarios le imponían a la red (Resolución No. 002, 1994), estas demandas eran evaluadas por medio de escenarios, los cuales observaban las condiciones extremas del despacho de las centrales de generación y su comportamiento de las líneas de transmisión. Los cálculos se realizaban mediante la inversión, operación y mantenimiento que hacían los TN, y eran cobrados mediante componentes fija y variable. Para los cargos de conexión se calculaban a través de un inventario de los activos de las empresas de

distribución conectados al STN, valorados a precios de reposición, los costos de AOM representaban un porcentaje de los costos totales de los activos.

Luego, se implementa un cambio en la remuneración de esta actividad, por medio de la Resolución 022 de 2001, antes de esto la CREG emite las políticas correspondientes para evaluar este periodo tarifario como la emisión de la Resolución 061 de 2000, que establece las normas de calidad del servicio de transporte de energía eléctrica, la Resolución 103 de 2000, que reglamenta la metodología para el cálculo y aplicación de los cargos por uso del STN, que comenzó a regir a partir del 1 enero del 2001, en esta resolución los cargos a los generadores se establece como un 25% de los ingresos, mientras que los cargos aplicables a los comercializadores se determinan por medio de cargo por uso monomio y monomio horarios.

Con la promulgación de la Resolución 022 de 2001 por parte de la CREG, se establece la formula tarifaria para calcular los ingresos anuales del TN, los cuales reflejan los costos asociados a la preconstrucción (realización de trámites o acciones asociados a la ejecución de un proyecto), construcción, costo de oportunidad por medio del Índice de Precios del Productor (IPP). Para los gastos de AOM, se reconoce un porcentaje de acuerdo con la inversión realizada, y que depende de la zona (con y sin contaminación salina) donde este la unidad constructiva (UC).

La metodología utilizada para este periodo tarifario es el ingreso máximo; por otro lado, a través de una tasa de descuentos del 9% se determina el costo anual equivalente del activo bruto eléctrico (CAEA), adicionalmente, se remunera a los TN, un porcentaje por concepto de activos no eléctricos proporcional a la inversión realizada. En la Tabla 4.1, se muestran los datos y valores relevantes en este periodo tarifario; después de lo anterior, se establecen las

políticas para la nueva fase tarifaria y actual, que está regida por la Resolución CREG No. 011 de 2009.

Tabla 4.1

Datos Relevantes Remuneración Transmisión 1994 - 2001

Resolución No. 022 de 2001	
Metodología de remuneración	Ingreso Máximo
Gastos AOM	Porcentaje de la inversión
Inversiones	Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)
Tasa de Retorno	9,0%
Activos No Eléctricos	Porcentaje de Activos Eléctricos (5%)
Porcentaje anual reconocido al Terreno (CAET)	8,5%

Nota: Elaboración propia a partir de Resolución 022 de 2001.

5. Estado del arte

A nivel internacional los estudios más recientes sobre comparación de resoluciones, leyes o decretos para la remuneración de la actividad de transmisión se dieron en Chile, la planificación y tarificación de los sistemas de transmisión en este país estaban regulados por medio de la Ley 19.940 de 2004 y pasó a la Ley 20.936 de 2016, que establece un nuevo marco regulatorio para el sistema de transmisión y crea una entidad llamada Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (Ley 20.936, 2016), el cual deberá preservar y garantizar la seguridad y operación del sistema eléctrico, la metodología utilizada actualmente es el estampillado, donde los usuarios a través de sus pagos reciben derecho sobre el sistema sin importar la localización de los agentes (Yáñez Bustos, 2017).

La investigación realiza una memoria de cálculos que proyecta los peajes de inyección a mediano plazo según el régimen de pago de la transmisión para cuatro principales empresas generadores del país, para cumplir los objetivos propuestos, el autor desarrolla la investigación en 5 capítulos. El primer capítulo establece una revisión bibliográfica de la naturaleza de la transmisión en el sistema eléctrico, las diversas metodologías utilizadas para remunerar esta actividad y las aplicadas en los diferentes países, asimismo, cálculos desarrollados para determinar los peajes por el sistema de transporte de energía eléctrica.

El capítulo 2 explora las diferentes legislaciones y leyes establecidas para la tarificación de la actividad de transmisión, aquí estudian las diferentes metodologías y formulas tarifarias implementadas, los ingresos de las empresas son calculados a través de la suma de la anualidad del valor de la inversión, el cual es la suma de los costos de adquisición e instalación de los activos y los costos anuales de Operación, Mantenimiento y Administración (Yáñez Bustos, 2017) (Ley 20.936, 2016).

Entre el capítulo 3, 4 y 5 plantea y desarrolla la metodología utilizada y los resultados obtenidos, a través de simulaciones económicas, exponiendo las estimaciones de los ingresos anuales del sistema de transmisión a través de escenarios (Yáñez Bustos, 2017), evaluando las Leyes 19.940 y 20.936; los escenarios evalúan los proyectos establecidos en el plan de expansión del sistema de transmisión entre julio de 2018 y mayo de 2021, y los peajes de inyección de las empresas más importantes de Chile: AES Gener, Colbún, Enel y Engie.

Dentro de los resultados obtenidos, se encuentra que los ingresos calculados a través de las dos leyes son similares hasta julio de 2019, a partir de este mes comienza la devaluación de los ingresos, sin embargo, la depreciación no es proporcional, sino que varía en el tiempo, pero, sin superar los ingresos obtenidos por la Ley 19.940. Además, analiza los ingresos y el cargo único (USD/kWh) de los proyectos establecidos en el plan de expansión; por otra parte, los peajes de inyección de las empresas evaluadas disminuyen un 20% en el año 2021 (Yáñez Bustos, 2017)..

Otro estudio realizado en este país establece que el gobierno chileno tiene como objetivo simplificar el cálculo del costo de transmisión con la promulgación de la nueva legislación (Balladares & Mardones Espinoza , 2016), con la certeza que el transmisor recuperará toda su inversión. Cabe resaltar que este cambio, también contempla el transito donde el pago del sistema de transmisión nacional es compartido entre generadores y consumidores, a un sistema donde el usuario final paga el 100% del peaje de transmisión, estas inversiones se determinan cada 4 años por medio de la metodología de estampillado (Ley 20.936, 2016) (Balladares & Mardones Espinoza , 2016).

Por otro lado, dicha ley busca mejorar los incentivos en las inversiones de la capacidad de generación, pues su finalidad es la construcción anticipada de las líneas de transporte, para

que las decisiones de las empresas de generación se independicen de las inversiones de transmisión, permitiendo analizar el comportamiento económico de una central cuando quiera entrar en operación, pues en esta país la actividad de generación y transmisión eran consideradas como una sola (Decreto Con Fuerza De Ley No. 1., 1982).

El valor anual de transmisión por tramo incluirá el valor de la inversión, la anualidad del valor de inversión, el costo de operación, mantenimiento y administración, por medio de una tasa de descuento que no será inferior al 7% ni superior al 10% antes de impuestos impuestos (Balladares & Mardones Espinoza , 2016) (Ley 20.936, 2016). La seguridad del servicio es una característica importante de esta nueva legislación, pues esta le ofrece al transmisor nacional seguridad financiera, técnica y operacional, debido que, al incumplimiento de pagos por parte del usuario final, este puede recibir multas que dependen de la infracción realizadas, cuyos montos pueden llegar hasta los 8.200.000 dólares (Balladares & Mardones Espinoza , 2016).

Balladares & Mardones Espinoza, plantean que el cambio de metodología de remuneración no altera la seguridad financiera del transmisor, sino, que permitirá simplificar los pagos, además de aumentar la participación de las inversiones en la actividad de generación y la infraestructura de transmisión (2016).

A nivel nacional se han realizado dos tipos de investigación, la primera determina algunas mejoras para la remuneración eficiente de la actividad de transmisión y la segunda realiza un análisis de la tasa de remuneración del STN, estos estudios fueron realizados en la Universidad EAFIT en los años 2015 y 2014.

EL objetivo del primer análisis es determinar las mejores que se pueden obtener de la metodología actual de la remuneración de la actividad de transmisión para un cálculo eficiente de la componente T de la formula tarifaria de la energía eléctrica eléctrica (Serna García,

2015). El documento se divide en dos fases, la primera analiza la metodología actual, a través de revisiones bibliográficas y experiencias internacionales, que estén relacionadas con el tema de investigación, además, estudia los mecanismos de regulación de las metodologías de remuneración, que se dividen en métodos basado en el valor económico o de mercado de los activos y métodos basados en los costos de reposición de los activos, es decir, Valor Presente Neto (VPN), Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), Costo de Reposición Depreciado (DORC), entre otros.

En otra parte, se realiza un análisis de eficiencia a la propuesta de proyecto emitida por la CREG, que establece una nueva metodología para la remuneración de la actividad, a través, del método de análisis envolvente de datos (DEA), que compara el nivel de eficiencia productiva de distintas unidades (Grimaldo Guerrero, Rodríguez Toscano, Vidal Pacheco, & Osorio Tovar, 2018), para lo anterior determina las variables a estudiar, para luego aplicar las fórmulas tarifarias de la Resolución 178 de 2014, teniendo ciertas consideraciones para la evaluación de los ingresos anuales de los TN.

El autor realiza los diferentes cálculos para determinar los ingresos anuales de los TN hasta el año 2015, demostrando uno de los objetivos propuestos por la CREG, establecido en la Figura 5.1, los ejes de la figura miden los ingresos obtenidos para los activos eléctricos durante la vida útil de los mismos. Además, para que las empresas reciban un ingreso mayor el primer año del periodo tarifario, deben ejecutar un plan de inversión donde la vida útil ponderada sea de 20 años, esto se logra a través de los ingresos por incentivos, que los autores estiman una representación aproximadamente del 14% de los ingresos totales aprobados al TN (Serna García, 2015).

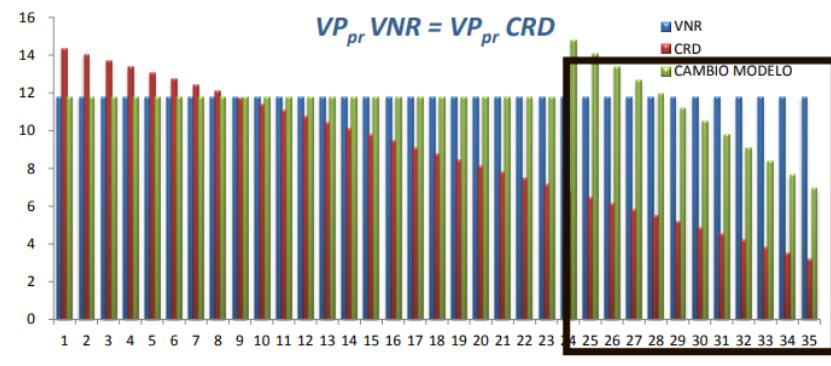


Figura 5.1. Remuneración activos eléctricos VNR Vs. CRD. Adaptado de (Serna García, 2015).

Al utilizar el método DEA, determinan que los ingresos mediante la metodología actual representan niveles de ineficiencia, debido que no hace parte de la frontera de producción, sino, que se encuentra dentro de ella. Por otro lado, los ingresos por activos eléctricos aumentan, sin embargo, no se garantiza un incremento en los ingresos totales de cada agente.

En cuanto a la segunda investigación, el objetivo es revisar los criterios de cálculo de la Tasa de Remuneración de los activos de transmisión en Colombia, establecida en la actual metodología y presentar una propuesta alternativa para la definición de una nueva tasa utilizando la teoría de portafolios de inversión de Markowitz (López González & Tabares Álvarez, 2014).

El documento se divide en dos fases, la primera etapa consiste en una revisión de la metodología para calcular la tasa de retorno, adoptada por la CREG para el periodo tarifario actual, mediante la Resolución 083 de 2008, en esta instauran los conceptos de las metodologías utilizadas para realizar dicho cálculo (WACC y CAPM), además, se presenta un análisis bibliográfico de otras metodologías utilizadas para determinar dicha tasa de remuneración y las empleadas por los reguladores de diferentes países.

Para la segunda fase, los autores plantean la propuesta de su investigación, para realizar el cálculo de la tasa de retorno a través de la aplicación de la Teoría de Markowitz, cuya

hipótesis consiste en maximizar el rendimiento y minimizar el riesgo; para esto utilizan como base de sus cálculos las metodologías utilizadas por la CREG, pero cuya diferencia consiste en las fuentes de información utilizadas, los periodos analizados y el valor final de la tasa.

Primero, tomaron la información de los estados financieros de cada TN en la página web de las diferentes empresas y el Sistema único de Información (SUI), para el periodo comprendido entre 2008 – 2012, determinando así, la estructura financiera y el costo de la deuda.

Para el cálculo del costo de la deuda utilizaron la metodología de Ignacio Vélez Pareja, descrita en el libro Decisiones de inversión para la valoración financiera de proyectos y empresas. Para el costo del capital propio utilizaron la información del mercado bursátil de los Estados Unidos, adicionalmente, tomaron de los Bonos del Tesoro de Estados Unidos datos para la tasa libre de riesgo, para un periodo desde enero de 2003 a noviembre de 2012. Por último, para el cálculo de la beta apalancada y la tasa riesgo del país, obtuvieron los datos de Damodaran.

En la Tabla 5., se observa los resultados obtenidos por los autores para la tasa de retorno de las empresas de transmisión de energía eléctrica, utilizando la Teoría de Markowitz y las fuentes de información establecidos por los autores para el periodo determinado.

Tabla 5.2

Valores Variables WACC y CAPM. Modelo Propuesto

Variables	Valor	Variables	Valor
w_d	15,83%	β_1	0,48
w_e	84,17%	r_m	10,69%
r_d	7,67%	r_p	2,34%
r_e	10,20%	$WACC_{a.i.}$	11,52%

Variables	Valor	Variables	Valor
r_f	4,50%		

Nota: Elaboración propia a partir de (López González & Tabares Álvarez, 2014)

La metodología propuesta por los autores estudia las condiciones financieras individuales de cada empresa de transmisión, sin embargo, el costo del capital, no se puede determinar de manera individual, a causa de que no todas las empresas cotizan en la bolsa de valores. Según los autores la Teoría de Markowitz aplica correctamente al cálculo de la tasa, debido que se cumple una similitud con la tasa de los activos, determinando una tasa óptima de rentabilidad. Si los datos utilizados para determinar el costo de capital de las empresas de transmisión son reales, a través de la metodología propuesta los TN pueden obtener rentabilidades.

Además, plantean que la tasa de retorno juega un papel importante en los ingresos anuales de las empresas de transmisión, ya que interviene la realidad propia de las empresas frente a un riesgo dado, obteniendo una rentabilidad óptima, asimismo, puede afectar la ganancia de los TN, debido a que afecta proporcionalmente los ingresos de acuerdo el valor de la tasa de retorno utilizada.

6. Aspectos metodológicos

Es importante resaltar que el estudio implicó la recopilación de información documental a partir de diferentes fuentes bibliográficas. El tipo de investigación realizada es de carácter aplicada, porque consiste en emplear o utilizar los conocimientos adquiridos, mientras que se obtienen otros, a medida que se da resolución práctica del problema; Lozada (2014) afirma que la investigación aplicada es un proceso que permite transformar el conocimiento teórico que proviene de la investigación básica en conceptos, prototipos y productos, sucesivamente. Para realizar el estudio planteado se dividió el documento en cuatro capítulos, cuyas etapas guardan coherencia con los objetivos específicos del proyecto.

Etapas 1: Para el capítulo 1, se llevó a cabo una revisión bibliográfica, tomando como referencia el método planteado por Gómez-Luna et al (2014), el cual establece una metodología para realizar revisión bibliográfica de cualquier tema de investigación, dicho sistema consiste en 4 pasos:

1. Definición del problema.
2. Búsqueda de la información.
3. Organización de la información.
4. Análisis de información.

Etapas 1.1: Para la definición del problema se analizó la cartilla promulgada por la CREG, donde establece una serie de objetivos a cumplir por los transmisores nacionales y el mercado eléctrico en general, asimismo, se realizó la búsqueda del plan de expansión del STN, los estados de los diferentes proyectos de transmisión y la participación de las empresas en esta actividad, pues esta información puede ser determinante para el estudio, debido que puede generar indicadores, para evaluar la viabilidad del cambio de resolución.

Etapa 1.2: En cuanto a las metodologías, se indagó en las diferentes páginas web de los organismos de regulación del sector energético de diferentes países europeos y latinoamericanos; como también en revistas científicas, para conocer el comportamiento de estas metodologías en los mercados eléctricos.

Para la recolección de datos, se utilizaron diferentes fuentes de información empleadas por la CREG y las emitidas por él, este proceso de recopilación es llamado, Datos Secundarios, ya que una parte o total de los datos han sido compilados por otros investigadores o analistas (Loyola Vergara, 2009).

Etapa 2: Para el capítulo 2, se analizaron el proyecto de resolución y la resolución vigente, que establece las metodologías y fórmulas tarifarias para la remuneración de las inversiones realizadas por los transmisores nacionales (TN) en el STN, además de la tasa de retorno calculada por la CREG, en apoyo a lo anterior, se estudiaron las diferentes resoluciones, leyes y documentos que regula y controla esta actividad.

Etapa 3: Para el capítulo 3, con la información recopilada y el análisis de las resoluciones a estudiar, se realizó una fase de preparación de datos, con el fin de examinar y organizar cada dato para encontrar algunas incongruencias, errores o la veracidad de la información.

Posteriormente se diseñó una macro en herramientas ofimáticas, que permita evaluar el comportamiento de un proyecto de transmisión (caso de estudio) frente a la tasa de retorno, asimismo, implementar las formulas tarifarias contenidas en la Resolución CREG No. 178 de 2014, para calcular los ingresos anuales de los agentes encargado del mercado de transmisión de energía eléctrica.

Etapa 4: Para el capítulo 4, se compararon los datos obtenidos en el análisis de las resoluciones a evaluar, como también la información obtenida en los cálculos y simulaciones; la

primera a través de un cuadro comparativo, debido que es una herramienta gráfica que permite descubrir las semejanzas y diferencias de los elementos analizados. Mientras que las simulaciones económicas se relacionaron por medio de gráficas estadísticas, que además permitieron evaluar uno de los objetivos propuesto por la CREG, para el cambio de metodología.

Etapa 5: Finalmente, en esta fase se realizó la interpretación y análisis de los resultados, además de la validación de los objetivos propuestos para el desarrollo de esta investigación. Para explicar los resultados se acude a la teoría empleada en el planteamiento del problema y el marco referencial, con la finalidad de extraer la explicación de los mismos (Monje Álvarez, 2011).

7. Capítulo 1: Marco referencial

7.1. Estructura institucional del sector eléctrico

El Sector Eléctrico Colombiano, ha tenido diferentes etapas estructurales a lo largo de los años, comenzó con la iniciativa privada aproximadamente en 1886, luego pasó al monopolio estatal en 1945, del monopolio estatal al estado de emergencia económica y social, para posteriormente convertirse en el modelo de libre competencia (Moreno, 2012), por medio de la promulgación de las Leyes 142 y 143 de 1994, que permitió una reestructuración de los organismos encargados, creándose nuevas instituciones, para la planeación, regulación, control y vigilancia de las actividades del sistema eléctrico (véase *Figura 7.2*).



Figura 7.2 .Estructura Organizacional del Sistema Eléctrico Colombiano.

Diagrama de flujo de la estructura institucional y el flujo de información en el sector eléctrico colombiano.

Presidencia de la República (Presidencia de la República)

Política sectorial y administración empresas estatales (MINMINAS, DNP, MINHACIENDA)

Control - vigilancia (Superintendencia de Servicios Públicos Básicos - Competencia, Superintendencia de Industria y Comercio)

Planeación (UPME, CAPT)

CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas)

Operación sistema (CNO, XCM, CND)

Administración mercado (CAC, XCM, ASIC LAC)

Agentes (GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN, COMERCIALIZACIÓN)

Usuarios finales regulados y no regulados

Flujos de información y relaciones:

- Presidencia de la República** nombra a **MINMINAS** y **Superintendencia de Servicios Públicos Básicos - Competencia**.
- MINMINAS** pertenece a **CREG**.
- Superintendencia de Servicios Públicos Básicos - Competencia** asiste a **CREG**.
- Superintendencia de Industria y Comercio** asesora a **CREG**.
- UPME** elabora planes de expansión y asesora a **CREG**.
- CREG** regula a **Agentes**.
- Operación sistema** opera a **Agentes**.
- Administración mercado** administra a **Agentes** y vigila a **Operación sistema**.
- Agentes** suministran EE (Energía Eléctrica) a **Usuarios finales regulados y no regulados**.
- Usuarios finales regulados y no regulados** tienen una relación comercial con **Agentes**.
- Agentes** invierten en **UPME**.

En la Figura 7.3 se encuentra la CREG, como eje principal, la cual está integrada por el ministro de Minas y Energía, Ministro de Hacienda y Crédito Público, el director del Departamento Nacional de Planeación y 5 expertos nombrados por el presidente de la República. Este ente regula y controla a los agentes del sector energético, que son supervisados por la SSPD. XM realiza el despacho de los generadores a través del CND, mientras que la ASIC administra el mercado eléctrico. Las inversiones que realizan los agentes pueden ser de índole pública o privada, establecidos por los planes realizados por la UPME, cuya financiación es pagada por los usuarios regulados, mientras que los usuarios no regulados realizan contratos con los generadores o comercializadores para la venta de energía.

7.2. Actividades del sector eléctrico

Las actividades principales que componen el Sistema Eléctrico Colombiano, para prestar el servicio público de energía eléctrica a los usuarios regulados y no regulados, se desarrolla por medio de los régimen (véase Figura 7.), los cuales son considerados servicios públicos de carácter esencial, obligatorio y solidarios, puesto que están destinados a satisfacer las necesidades colectivas primordiales (Ley 143, 1994).



Figura 7.4. Actividades del Sector Eléctrico Colombiano. Adaptado de (Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica, 2018)

7.2.1. Generación.

Esta actividad permite producir energía eléctrica, transformando la energía mecánica, térmica, nuclear, química, radiante, cinética u otro tipo de energía en electricidad, por medio de centrales hidráulicas, térmicas, nucleares, eólicas, entre otras. De acuerdo con la procedencia de la fuente primaria de energía, estas se pueden considerar renovables y no renovables, o según la utilización, convencionales o no convencionales. En Colombia la matriz energética está compuesta por diferentes fuentes de energía, la fuente más representativa de generación es la hidráulica con un 70% aproximadamente (véase Figura 7.), a medida que han pasado los años y el avance de la tecnología, Colombia ha podido implementar fuentes de energía renovables (Osorio Tovar, Grimaldo Guerrero, Pacheco Torres, & Chaparro Badillo, 2018), para la generación de energía eléctrica, es por tanto que a finales del 2017 la capacidad instalada neta fue de 16778,75 MW (XM S.A. E.S.P, 2017).

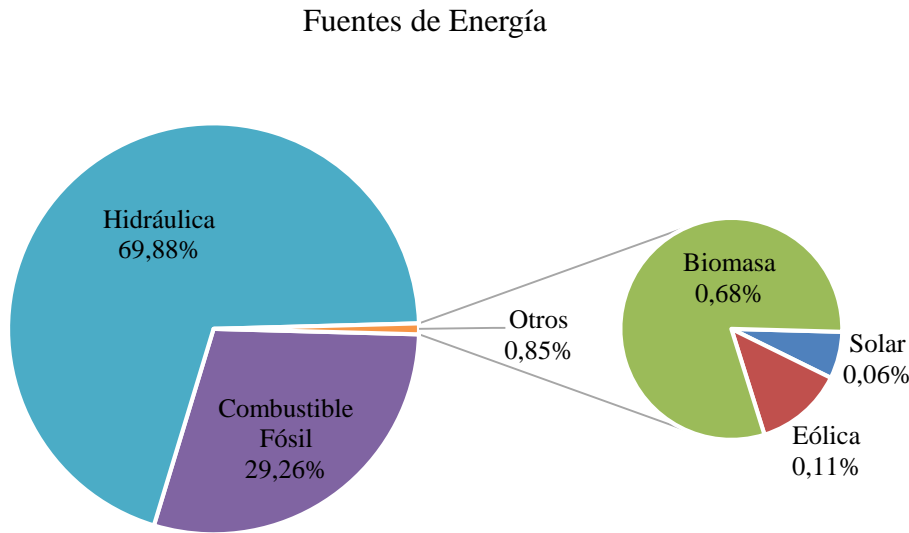


Figura 7.5. Matriz Energética de Colombia.

7.2.2. Transmisión.

Por medio de esta actividad, se transporta la energía eléctrica producida en la etapa de generación a los centros de grandes consumos (subestaciones que distribuyen la energía eléctrica por el Sistema de Transmisión Regional); el conjunto de activos eléctricos interconectados a una tensión igual o superior 220 kV, se le conoce como Sistema de Transmisión Nacional (STN). Las empresas que prestan este servicio público, se les conoce como Transmisor Nacional (TN), actualmente en Colombia existen 9 compañías registradas para realizar esta función y existen aproximadamente 15223,88 km de líneas de transmisión en el STN y 25909,16 km en el SIN alrededor del territorio colombiano (XM, 2018).

- ❖ Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS).
- ❖ Distasa S.A. E.S.P. (Distasa)
- ❖ Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA)
- ❖ Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. (EBSA)

- ❖ Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. (EPSA)
- ❖ Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P. (EPM).
- ❖ Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. (EEB)
- ❖ Interconexiones Eléctricas S.A. E.S.P. (ISA).
- ❖ Transelca S.A. E.S.P. (filial ISA)

Esta actividad está regulada por un monopolio natural, donde la compañía ISA, posee el 80,8% de las actividades de la red de transmisión (véase Figura 7.), en comparación con los otros TN (ISA, 2018), debido a la historia del SIN, el cual empezó en 1967 con la creación de ISA (Cuadros Amaya & Ortega Calderon, 2012), debido a la necesidad de interconectar el país con las centrales de generación de esa época, asimismo, nació con el fin de realizar la construcción, mantenimiento y administración de la red de transmisión (ISA, 2018). Por medio de la Resolución No. 001 de 1994, se reglamenta el transporte de energía eléctrica por el STN, este establece que los TN deben permitir *“el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad a cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias”* (1994).

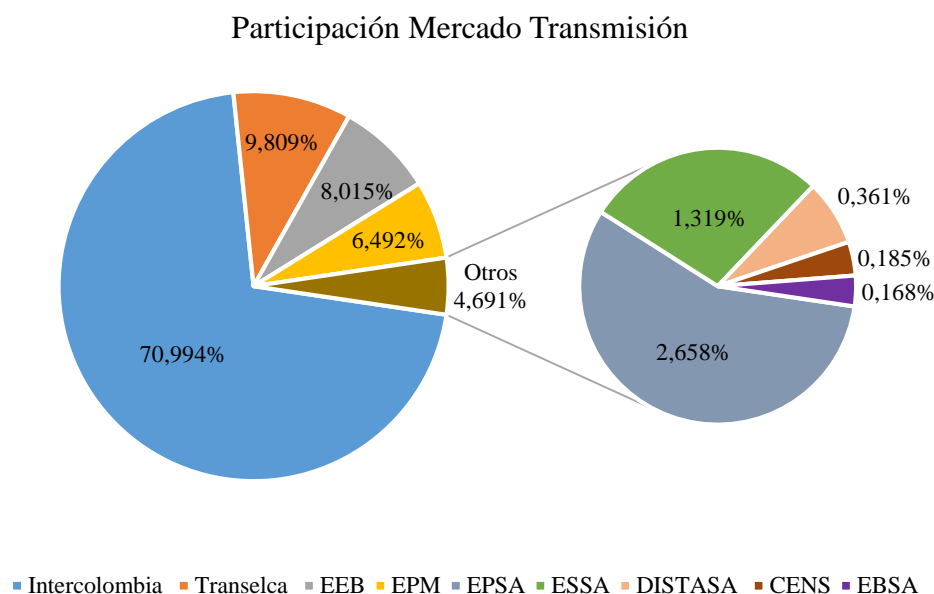


Figura 7.6. Participación Empresas de Transmisión.

7.2.2.1. Expansión Sistema Transmisión Nacional.

El crecimiento del SIN, es de vital importancia para la planeación de la actividad de generación en el país, debido a que prevé de manera anticipada, eficiente y eficaz los proyectos de generación, necesarios para cubrir la demanda del territorio nacional, a mediano y largo plazo, garantizando la prestación del servicio de energía eléctrica de manera confiable, segura y eficiente (UPME, 2017); el encargado de elaborar este Plan de Expansión de Generación y Transmisión del sector eléctrico es la UPME, este lo debe realizar bajo los criterios económicos, sociales, técnicos y ambientales que cumplan con los requerimientos de la población, esta institución cuenta con el CAPT, el cual debe opinar sobre el Plan de Expansión de Transmisión Preliminar, este comité está conformado por representantes de las empresas que realizan una actividad del sector eléctrico, adicionalmente, por usuarios catalogados como grandes consumidores (véase Figura 7.) (Resolución No. 085, 2002).



Figura 7.7. Conformación CAPT.

La metodología utilizada por la UPME se basa en un modelo que simula el funcionamiento del sistema bajo diferentes horizontes, identificando problemáticas y verificando el desempeño en el sistema para cada una de las alternativas, por otro lado, si el desempeño es adecuado, el mismo pasa a ser viable técnicamente y elegido para la solución, la función de tiempos y estándares de construcción juegan un papel importante, puesto que, estos parámetros determinan si el proyecto es viable económicamente. A partir de lo anterior, el proyecto candidato es revisado bajo un análisis de costo – beneficio (UPME, 2017). Dichos proyectos se priorizan por los tiempos de ejecución, largo plazo (15 años), mediano plazo (10 años) y corto plazo (5 años), por otro lado, estos son ofertados a través del proceso de licitación a las empresas de transmisión.

7.2.3. Distribución.

Este régimen basa su actividad en transportar la energía eléctrica desde los centros de grandes consumos hasta el contador de energía eléctrica del usuario o consumidor final. El conjunto de activos eléctricos interconectados por redes de distribución municipales o distritales a una tensión menor de 220 kV, se le conoce como Sistema de Distribución Local (SDL). Los Operadores de Red (OR), son aquellos que se encargan de la planeación de la expansión, administración, operación y mantenimiento de este sistema. Por otro lado, el Sistema de Transmisión Regional (STR) está compuesto por redes de transmisión regional o interregional, y opera a la misma tensión que el SDL (Resolución No. 070, 1998).

7.2.4. Comercialización.

Esta actividad consiste en la compra de grandes bloques de energía en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados. Aquellas compañías que realicen este régimen se les consideran comercializadores de energía eléctrica (Resolución No. 108, 1997). Mediante la Ley 143 de 1994, las empresas que basen su facultad de comercializadoras pueden realizar conjuntamente la actividad de generación o distribución (Ley 143, 1994).

7.3. Estructura Tarifaria

Entre una de las funciones establecidas por la Ley 143 de 1994 a la CREG, está la de definir la metodología para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados del servicio de energía eléctrica (Ley 143, 1994), por lo tanto, la CREG haciendo uso de sus facultades por medio de la Resolución CREG No. 119 de 2007, aprueba la formula tarifaria que permite a los comercializados de electricidad establecer los costos para la prestación del

servicio público de energía eléctrica. Esta es utilizada de acuerdo el nivel tensión del usuario y viene expresada en \$/kWh (Resolución No. 119 , 2007).

$$CU_v = G + T + D + C_v + PR + R \quad (1)$$

Dónde:

- ❖ CU_v , Costo unitario de prestación del servicio.
- ❖ G , Costo de compra de energía.
- ❖ T , Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión.
- ❖ D , Costo por uso de Sistemas de Distribución.
- ❖ C_v , Margen de comercialización.
- ❖ PR , Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía.
- ❖ R , Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación.

Las variables de (1), tiene en cuenta los costos de las actividades descritas anteriormente. Los cargos por uso del STN deben cubrir los costes de inversión de las redes, el costo de oportunidad del capital y los costos de administración, operación y mantenimiento. Esta investigación basara su estudio en la componente del cargo por uso del STN; debido al cambio de metodología en la remuneración de la actividad de transmisión, establecido por la CREG, mediante la Ley 142 de 1994, que atribuye a este organismo establecer las fórmulas tarifarias para cobrar el servicio de transporte e interconexión a las redes, esta tendrán una vigencia de 5 años (Ley 142 , 1994).

7.4. Metodología para el cálculo de la tasa de retorno en la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en Colombia

Por medio de la Resolución No. 083 de 2008 la CREG reglamenta la metodología utilizada para el cálculo de la tasa de retorno para la actividad de transmisión, por medio del

Weighted Average Cost of Capital (WACC), este consiste en valorar la estructura completa del capital de una empresa, además, una de sus características es ser apropiado para la selección de proyectos en el presupuesto de capital, puesto que la proporción de deuda y capital podrían estar disponibles para financiarlos (Pratt, 2002).

La estructura del costo de capital es la tasa de retorno de una inversión realizada a un proyecto para compensar los costos de oportunidad (Valderrama Alvarado, 2010), por lo tanto, la CREG debe tener en cuenta ciertos parámetros como el riesgo, tasas de interés, rendimiento y demás, para obtener una tasa de retorno óptima. Por medio de la resolución descrita anteriormente, se establecen las fórmulas, ecuaciones, fuentes y periodo para el cálculo del WACC, cabe resaltar, que este puede ser calculado antes y después de impuestos, pero para no ingresar en los sistemas contables de las empresas, el regulador determina la tasa de retorno antes de impuesto (véase Ecuación 2).

$$WACC_{a.i.} = w_d r_d + \frac{w_e r_e}{(1 - \tau)} \quad (2)$$

Dónde:

- ❖ $WACC_{a.i.}$, Tasa de retorno antes de impuesto.
- ❖ w_d , Participación de la deuda.
- ❖ r_d , Costo de deuda.
- ❖ w_e , Participación del capital propio.
- ❖ r_e , Costo del capital propio.
- ❖ τ , Tasa de impuesto.

La participación de la deuda y del capital, es el porcentaje frente al total de activos, la CREG determino este porcentaje en 40% y 60%, respectivamente. Para el costo del capital y deuda, se calcula mediante las fórmulas (3) y (4). Según The Institute for Research into International Competitiveness (IRIC), el WACC es “utilizado en las empresas y reguladores en países donde predomina el sistema tributario clásico” (IRIC, 2003), también llamado sistema

tributario no integrado, es decir, que los impuestos pagados por las empresas y personas naturales, es independiente, dicho sistema es utilizado en países como Estados Unidos, España, Dinamarca, Israel, Japón, Portugal o Suiza (Niño T., Zurita L., & Castillo R., 2014). Por otro lado, en la

Tabla 7., se puede observar las fuentes de datos utilizados por la CREG, para el cálculo de las diferentes variables.

$$r_e = r_f + \beta_1(r_m - r_f) + r_p \quad (3)$$

Dónde:

- ❖ r_e , Costo de Capital Propio.
- ❖ r_f , Tasa libre de riesgo.
- ❖ β_1 , Beta apalancado.
- ❖ r_m , Tasa rendimiento del mercado.
- ❖ r_p , Tasa por riesgo país.

$$r_d = \frac{1}{2}(r_{cp} - r_{em}) \quad (4)$$

Dónde:

- ❖ r_d , Costo de la Deuda.
- ❖ r_{cp} , Tasa de intereses reportados por establecimientos bancarios.
- ❖ r_{em} , Promedio de las emisiones de bonos por empresas del sector eléctrico.

Tabla 7.3

Fuentes de Información Variables WACC

Variable	Fuente
----------	--------

Beta apalancada	β_1	Morningstar (Ibbotson) SIC 4911
Costo de la Deuda	r_d	Superintendencia Financiera de Colombia y Banco de la República
Tasa libre de riesgo	r_f	Reserva Federal de los Estados Unidos
Tasa rendimiento del mercado	r_m	Morningstar (Ibbotson) S&P 500
Tasa por riesgo país.	r_p	J.P. Morgan EMBI Plus de Colombia

Nota: Diseño Propio con datos obtenidos en (Resolución No. 083, 2008).

Generalmente la CREG toma los datos de las fuentes mostradas en la Tabla 7. para un periodo de 60 meses antes del periodo tarifario, con excepción de la tasa libre de riesgo, que son datos anuales tomados desde 1926.

7.4.1. Capital Asset Pricing Model (CAPM).

Para el cálculo del costo del capital propio, que se observa en (3), la CREG utiliza el modelo Capital Asset Pricing Model (CAPM); esta metodología relaciona el riesgo sistemático de la empresa y los rendimientos esperados (Hur & Chung, 2017), este riesgo sistemático viene expresado la variable llamada beta, la cual mide la variación relativa de los rendimientos de una acción con respecto a la variación de la cartera de rentabilidades del mercado (IRIC, 2003), es decir, compara el riesgo de una inversión frente al mercado. Para la tasa por riesgo país, el regulador utiliza los spreads¹ de los bonos de deuda soberana colombiana respecto a los del

¹ Spread: diferencia entre el precio de venta y compra de un activo, permite conocer el grado de liquidez.

tesoro americano (CREG, 2008), estos spreads se calculan por J.P. Morgan por medio del índice denominado Emerging Markets Bond Index Plus (EMBI Plus).

7.5. Metodologías para la remuneración de inversiones

Como se mencionó anteriormente, es deber de la CREG determinar la metodología a utilizar para la retribución de la actividad de transmisión, la cual debe incluir los costos de oportunidad del capital y los gastos AOM, bajo condiciones de calidad, confiabilidad y desarrollo sostenible, por tanto, que a continuación se desglosarán, los métodos más utilizados en el sector de energía eléctrica.

7.5.1. Precio Máximo (Price Cap).

Este esquema es utilizado cuando existen monopolios naturales, ya que le permite al regulador imponer un control de precios al regulado, el cual consiste en autorizar por un periodo de tiempo, un precio máximo, por lo que el ingreso del TN será independiente de la demanda, y solo dependerá de las inversiones que realice. Por otro lado, este mecanismo busca incentivar la eficiencia productiva, es decir, que las empresas tengan una reducción de los costos históricos y de AOM (Arias & Cadavid, 2004).

Esta metodología restringe el aumento de los precios de una compañía, pues incluye una medida de inflación y una compensación (Jamison, 2007), además, los precios se fijan sin tener en cuenta los costos propios de la empresa (Rothwell & Gómez, 2003). Para los gobiernos esta metodología resulta un poderoso mecanismo, puesto que, permite evitar o eliminar los subsidios gubernamentales (Tanaka, 2007).

7.5.2. Ingreso Regulado Máximo (Revenue Cap Regulation).

El concepto de este mecanismo es parecido al anterior, sin embargo, los ingresos de la empresa se limitan y ajustan de acuerdo con un factor de eficiencia, mientras que el esquema de

precio máximo se ajusta al precio cobrado a los consumidores (Khalfallah, 2013). Por otro lado, el ingreso regulado permite que la empresa obtenga ingresos que cubran su inversión además del retorno de la inversión.

El Australian Energy Regulator y Jamaica Public Service, indican que esta metodología proporciona incentivos para la recuperación de costos e inversión, además de promover la conservación de energía en los mercados eléctricos (Campbell, 2018), sin embargo, este método por ser sensible a la inflación, alta para países en desarrollo (Fusch, 1978), los precios del mercado aumentarán, repercutiendo estos costo a los usuarios (Campbell, 2018).

7.5.3. Ingreso Medio (Average Revenue Regulation).

Este esquema consiste en establecer una tarifa promedio, sin embargo, los ingresos anuales no deben superar los ingresos máximos. Según estudios, este mecanismo contribuye a mejorar la cantidad en que los ingresos superan a los gastos (superávit), esto debido al aumento de la capacidad de transmisión, que promueve el comercio de electricidad, como consecuencia la tarifa por acceso a las redes disminuye (Matsukawa, 2008).

Esta metodología tiene una ventaja, pues sólo es necesario conocer las demandas para calcular el índice de precios (Armstrong, Cowan, & Vickers, 1994), también posee una ventaja con respecto a la metodología de precio máximo y costo del servicio, pues le proporciona al monopolista un incentivo por disminuir sus costos (Matsukawa, 2008).

7.5.4. Indexación de las tarifas (Retail Price Index RPI-X)

Consiste en establecer ingresos razonables a la empresa, para esto el regulador reconoce los aumentos inflacionarios de la economía, a través del comportamiento del Índice de Precios del Consumidor (IPC) o el Índice de Precios del Productor (IPP). Por otro lado, se introduce un factor de eficiencia por productividad, X, que considera las reducciones de los costos de AOM y el aumento de la productividad por la incursión de nuevas tecnologías que permitan el mejorar la eficiencia del sistema (Arias & Cadavid, 2004).

Este mecanismo también es utilizado paralelamente con otras metodologías, como las nombradas en esta sección, para mejorar sus características, puesto que el factor X que posee, refleja las ganancias por eficiencia. Por ejemplo, para el precio máximo esta componente es crucial, puesto que representa la reducción de los precios, que es debido a las ganancias operativas de las empresas y compartidas con los usuarios (Rodrigues Brocado, 2016).

7.5.5. Competencia Referencial (Yardstick Competition).

Este esquema recompensa a las empresas reguladas, comparando su desempeño frente a compañías similares del sector, lo cual, permite mejorar la eficiencia del sistema, con la incursión de nuevas tecnologías, lo que permitirá que estas reciban un fuerte incentivo, por lo tanto, los beneficios o presupuestos de estas sociedades depende de su comportamiento en el mercado. Este esquema *"es un tipo de torneo en el que los agentes participan en una competencia por los costos más bajos"* (Canoy, Hindriks, & Vollaard, 2000), es decir, promueve la competencia indirecta al comparar la eficiencia de los operadores que ofrecen mejor rendimiento (Rodrigues Brocado, 2016).

La competencia se da a través de una “empresa sombra” que es construida a partir del promedio de los costos del grupo de empresas, así, cada empresa se ve obligada a competir con

dicha empresa, como resultado, si las empresas son idénticas, el resultado es el equilibrio eficiente (Shleifer, 1985).

7.5.6. Precios no lineales y menú de tarifas.

Este esquema está presente cuando existen industrias monopolísticas de único producto o servicio, que no tiene la posibilidad de reventa ni degradación del servicio, lo cual, genera un mayor bienestar al consumidor, debido a la discriminación de los precios entre segmentos del mercado y consumidores. Por lo cual, debe existir un menú de tarifas para diferentes rangos de consumo, estas tienen un componente fijo, creciente en función del consumo, y un componente variable, decreciente en función del nivel de consumo (Arias & Cadavid, 2004).

7.6. Experiencias Internacionales

En esta sección se describen las distintas metodologías para la remuneración de la actividad de transmisión, utilizadas por los agentes de cada país en el sistema eléctrico, a partir, de esta experiencia internacional, se podrá observar el comportamiento del sistema eléctrico y de transmisión de cada estado. Desde esta perspectiva internacional se puede verificar las ventajas y desventajas de la metodología escogida por la CREG para la remuneración de la actividad de transmisión de cada periodo tarifario.

7.6.1. Estados Unidos.

El Sistema Interconectado Estadounidense, está dividido en cuatro redes principales conectadas en extra alta tensión; Sistema Interconectado del Este, Sistema Interconectado Occidental, Sistema Interconectado de Texas y el Sistema Interconectado de Quebec, estas operan de forma independientes y son administradas por una organización regional de transporte (RTO) o por un operador de red independiente (ISO) (U.S. Department of Energy, 2015); la transmisión de energía eléctrica se realiza a tensiones de 765, 500, 345, 230 y 138 kV.

The Federal Energy Regulatory Commission (FERC), es el organismo encargado de regular la transmisión interestatal de electricidad, gas natural y petróleo (FERC, 2018), además aprueba las tarifas para la transmisión y venta al por mayor de energía eléctrica interestatal; esta entidad gubernamental es independiente, sin embargo hace parte del Department of Energy (DOE), que es la máxima autoridad en materia energética del país, cuya misión es *“garantizar la seguridad y la prosperidad de los Estados Unidos al abordar sus desafíos energéticos, ambientales y nucleares”* (DOE, 2018).

Por medio de la Energy Policy Act de 2005 y la Federal Power Act, la FERC asegura que las tarifas, términos y condiciones para el servicio de energía eléctrica sean justas y razonables; esta última, en la sección 219 establece las inversiones en infraestructura para transmisión, para lo cual promueven las inversiones de capital para la ampliación, mejora, mantenimiento y operación de las instalaciones para la transmisión de energía eléctrica, además, permite la recuperación de los costos incurridos en las obligaciones de confiabilidad y desarrollo de la infraestructura (Senate & House of Representatives, 2015).

Para el retorno del capital de empresas de servicios públicos, la comisión utiliza el modelo Two-Step Discounted Cash Flow (DCF), la cual considera proyecciones de crecimiento a largo plazo (FERC, 2014), este consiste en ir descontando flujos de caja futuros, su metodología se basa en la teoría del mercado de capitales y el CAPM, lo que conlleva a determinar el valor del mercado del capital total o del capital propio (Weiss & Majkuthová, 2006), es decir, la financiación de un activo que está dispuesto a pagar un inversor debe ser igual al flujo de caja neto descontado del costo del capital; para empresas de servicios públicos, estos flujos son en forma de dividendos (ScottMadden, Inc., 2017).

El Transmission Access Charge (TAC) de la ISO, se compone de dos partes que se cobra por cada MWh y exportaciones; la recaudación por transporte de energía eléctrica se diferencian por los niveles de tensión (California ISO, 2015), es decir, para tensiones iguales o superiores a 220 kV se recupera por la metodología de estampilla (Postage stamp) y es cobrado por medio de una tarifa en todo el sistema; mientras que a niveles por debajo de 220 kV se cobran a tasas específicas para cada propietario del sistema, este recupera todas las inversiones a los transmisores que se encuentran interconectados con la ISO que distribuye, que además recuperan los costos de administración, operación y mantenimiento, aprobados por la FERC.

Las empresas de transmisión recibirán incentivos si estas se unen a una Organización de Transmisión, garantizado por la FERC que estos costos sean recuperados (Senate & House of Representatives, 2015). Algunas RTOs/ISOs de Estados Unidos son California Independent System Operator, Southwest Power Pool, Midwest Independent Transmission System Operator, Independent System Operator of New England, PJM Interconnection, New York Independent System Operator y Electric Reliability Council of Texas.

7.6.2.Reino Unido.

El sistema de transmisión de energía eléctrica en el Reino Unido está dividido en 4 sistemas interconectados, cada uno administrado por separado, el más grande de este sistema es la interconexión entre Inglaterra y Gales, operado por la compañía National Grid Company, este sistema trabaja a tensiones de 400 kV y 275 kV. El sistema interconectado del norte de Escocia es coordinado por Scottish y Southern Energy a una tensión de 275 kV y 132 kV, para el sur de Escocia el sistema es gestionado por ScottishPower a tensiones de 400, 275 y 132 kV; mientras que en Irlanda del norte, el sistema de transmisión y distribución son dirigidos como

un único sistema por la compañía Northern Ireland Electricity a tensiones de 275 kV y 110 kV (Butler, 2001).

La National Grid Electricity Transmission (NGET), filial de la empresa National Grid Company, es la encargada de operar las redes de transmisión de Inglaterra y Gales, por ser una actividad monopolística, es regulado por la Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), el cual reglamenta los ingresos y el precio de esta actividad; por medio de la Electricity Act 1989, establece obligaciones y derechos para prestar este servicio público, entre los destacados, poderes estatutarios y poderes obligatorios, para comprar terrenos (NGET, 2018).

La OFGEM establece un marco regulatorio que establece los ingresos para empresas propietarios de transmisión (TO) y operadores del sistema (SO) utilizando incentivos para ofrecer innovación y productos ($\text{Revenue} = \text{Incentives} + \text{Innovation} + \text{Outputs}$), también llamado modelo RIIO (OFGEM, 2017); este marco regulatorio tiene una característica, llamada ingreso permitido, que es la cantidad total de dinero que puede cobrar las empresas a los consumidores a través de la factura de electricidad por medio del cargo por usos de la red de transmisión; para expresar el costo de capital, la comisión utiliza la metodología CAPM.

La metodología utilizada para remunerar la actividad de transmisión es la de ingreso regulado máximo para un periodo tarifario de 8 años; para determinar las tarifas máximas se divide los ingresos máximos entre la demanda anual prevista, estos ingresos se establecen usando pronósticos de gastos totales eficiente (TOTEX) en lugar de distinguir entre los costos operativos (OPEX) y de capital (CAPEX), esto permite reducir los costos y aumentar la inversión (Mandel, 2014).

Para la vida útil de los activos en este periodo tarifario se amortizarán en 45 años, tanto para transmisión y distribución, mientras que los activos existentes se continuaran despreciando

(OFGEM, 2011), de igual forma, el regulador incentiva a las empresas a realizar innovación en las tecnologías utilizadas, llevando a cabo, la disminución del uso del carbón, lo anterior por medio de un concurso anual llamado Network Innovation Competition (NIC), que proporciona financiación a proyectos de innovación.

7.6.3. Noruega.

El Sistema Interconectado Noruego, es operado por la empresa estatal Statnett, adscrita al Ministerio de Petróleo y Energía de este país, este sistema posee aproximadamente 11000 km de líneas de alta tensión (Statnett, 2018), que trabajan a tensiones de 420, 300, 132 y 22 kV, además, es el encargado de administrar las interconexiones con los países de Suecia, Finlandia, Rusia, Dinamarca y los Países Bajos. Esta organización opera el sistema de transmisión a través de una licencia expedida por el ente regulador de este país, para ejecutar esta función, este se debe regir al reglamento de la Ley Noruega de Energía de 1990.

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE), es el ente encargado de regular el sistema eléctrico, esta es una entidad dependiente del Ministry of Petroleum and Energy, cuya responsabilidad es conseguir una política energética coordinada e integrada, que además se realice una gestión eficiente y respetuosa de los recursos energéticos (Ministry of Petroleum and Energy, 2018). El NVE para remunerar la actividad de transmisión utiliza la metodología de ingreso regulado máximo (revenue cap) basado en incentivos.

Como parte de la regulación, el operador de la red recibe los ingresos permitidos anuales que cubren los costos de explotación y amortizaciones; estas recaudaciones, son la suma del ingreso regulado máximo, los gastos de transmisión (AOM), los costos de investigación y desarrollo (I+D) y otras tarifas pagadas (NVE, 2018). Para el cálculo de la tasa de retorno, utilizan la metodología denominada WACC, la cual, tiene en cuenta la participación

de la deuda y del capital propio de la empresa, para obtener una tasa de retorno estable y predecible, en el año 2013, fue cambiado el modelo WACC, debido a la inestabilidad del mercado (NVE, 2018).

La I+D es una parte fundamental en la actividad de transmisión y distribución, pues la implementación de este sistema, permite encontrar métodos más eficientes que los operadores de red pueden implementar para prestar el servicio de energía eléctrica, por lo tanto, NVE diseñó un plan, en el cual las empresas reciben una cobertura completa de hasta 0,3% de su base reguladora de activos, para aquellos proyectos I+D que cumplan con los criterios necesarios (NVE, 2018), estos proyectos son seleccionados por The Norwegian Research Council o por NVE.

7.6.4.España.

El Sistema Interconectado Español, está dividido en tres zonas, el Sistema Eléctrico Peninsular, que opera a tensiones de 400 kV y mayores a 220 kV, el Sistema Eléctrico Baleares y el Sistema Eléctrico de Canarias, el conjunto de este sistema es de 43800 km de circuitos eléctricos (Red Eléctrica de España, 2016), donde el primer sistema posee aproximadamente el 93% del total. La Red Eléctrica de España (REE) es la sociedad que desarrolla la actividad de transmisión y operador del sistema eléctrico de este país; al igual que en Colombia, este debe garantizar en todo momento el suministro de energía eléctrica.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) era el ente regulador de los sistemas energéticos en España, pero en el 2013 y con la creación de otros reguladores, el Parlamento español tomó la decisión de unificar estos organismos y crear la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), su principal objetivo es *“garantizar, preservar y promover el correcto funcionamiento, la transparencia y la existencia de una competencia*

efectiva en todos los mercaos y sectores productivos, en beneficio de los consumidores y usuarios” (CNCM, 2018).

La metodología utilizada para la remuneración de la actividad de transporte de energía eléctrica es ingreso máximo (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2013), el periodo tarifario utilizado en este país es de 6 años, anteriormente utilizaban el Índice de Consumo (IPC) actualizado anualmente para una cantidad fija de retribución. El decreto por el cual se calcula la retribución para la actividad de transporte tiene en cuenta incentivos económicos, que pueden ser negativos o positivos, dependiendo de las tecnologías que utilicen para el mejoramiento de la disponibilidad de las instalaciones; por otra parte, los activos eléctricos tendrán una vida útil de 40 años.

Cuando la vida útil del activo haya sido superada, y este siga en funcionamiento el dinero recibido por concepto de retribución será nulo, mientras que la remuneración por operación y mantenimiento, se le aplicará un coeficiente, que está en función de los años en que la instalación haya superado su vida útil, por ejemplo, para los primeros cinco años, este tomará un valor de 1,15, cabe resaltar que este coeficiente no podrá tomar valores mayores a 2 (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2013).

7.6.5.Ecuador.

La Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), a través de la empresa Transelectric se encargada de la transmisión de le energía eléctrica a través del Sistema de Transmisión Nacional, el cual funciona a tensiones de 500, 230 y 138 kV, dicha empresa para ampliar y fortalecer la infraestructura existente ejecuta y construye los nuevos proyectos, cabe resaltar que esta actividad es desarrollada por el estado, aunque el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable puede autorizar a empresas mixtas, que estén especializadas en esta

actividad, a la construcción y operación del sistema de transporte (Morales & Sempértegi Vallejo, 2017).

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), es el ente responsable de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, mientras que el Operador Nacional de Electricidad (CENACE), es el encargado de operar el SIN y administrar las transacciones de bloque de energía, como también el abastecimiento continuo de la energía eléctrica (Ecuador. Asamblea Nacional, 2015).

El costo de transmisión de energía eléctrica en Ecuador, de acuerdo con el artículo 9 de la Codificación del Reglamento de Tarifas se realiza bajo la metodología del costo medio del sistema de transmisión (CMST), este tiene en cuenta la suma de los costos de inversión, depreciación, administración, operación, mantenimiento y pérdidas, estos últimos son calculados por el transmisor y aprobados por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). La vida útil de los activos será de 45 años para las líneas y 30 años para las subestaciones (Ecuador. Presidente Constitucional de la República, 2002). El CMST se calcula como la diferencia entre los pagos totales por la energía recibida por los distribuidores y grandes consumidores y los costos por generación y autogeneración, en horas de energías específicas y que los generadores obtengan los mismos precios (Morales & Sempértegi Vallejo, 2017).

7.6.6. México.

De acuerdo a la Dirección General de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, el Sistema Eléctrico Mexicano, está compuesto por 10 regiones, de las cuales 7 conforman la red eléctrica más grande del país, la cual es denominada Sistema Interconectado Nacional, las otras 3 regiones conforman pequeños sistemas eléctricos, estas redes son, Sistema Eléctrico

Baja California, Sistema Eléctrico Baja California Sur y El Sistema Eléctrico Mulegé (Delgado Contreras, 2018). Por medio de la Ley de Industria Eléctrica la actividad de transmisión es un área estratégica, por lo que el estado mexicano es el responsable de operar y controlar este régimen, a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), organismo centralizado que también se encarga de controlar, generar y comercializar la energía eléctrica por todo el territorio mexicano.

La Red Nacional de Transmisión (RNT) trabaja a tensiones de 69, 161, 230 y 400 kV, por otra parte, la ampliación y modernización de este sistema, será autorizado por la Secretaría de Energía (SENER) por medio de propuestas emitidas por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). La Comisión Regulador de Energía (CRE) es el ente encargado de reglamentar y coordinar todo en materia energética con la visión de orientar a los usuarios y regulados al avance de un mercado energético competitivo y sostenible (CRE, 2018), es por tanto, una de sus funciones es establecer las metodologías para el cálculo de los servicios de transmisión, distribución, operación de CENACE, entre otras.

La metodología utilizada por la CRE para cobrar el cargo por uso de la actividad de transmisión es la considerada Estampilla Postal, en la cual, se originan dos cargos por nivel de tensión (mayores o iguales a 220 kV y menores a 220 kV), para cada grupo de demanda, es decir, generadores y consumidores. La tarifa es integrada por dos factores, Ingreso Requerido y la Energía (CRE, 2015), la primera son las recaudaciones para cubrir los costos de operación y mantenimiento, mientras que la segunda variable, estima la energía entregada por los generadores y la vendida a los consumidores.

Para el cálculo del Ingreso Regulado (IR), se tiene en cuenta los costos de explotación y costos de activos, este último permanece constante durante el periodo tarifario, y tiene presente

los costos financieros y las depreciaciones. El IR considera los gastos de operación, mantenimiento y administración, ingresos por exportaciones, remuneraciones, entre otros. La CRE tiene en consideración la eficiencia al realizar la actividad, y para fomentarla determinó reducir los ingresos totales 1% anual, por otro lado, la comisión estableció los costos por uso del sistema de transmisión, sería cobrado 70% del ingreso requerido a los consumidores y 30% a los generadores (CRE, 2015).

8. Capítulo 2: Análisis resoluciones para remunerar la actividad de transmisión en Colombia

En este capítulo, se detallarán las resoluciones emitidas por la CREG para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica; donde se determinarán los principales cambios implementados por el ente regulador para el nuevo periodo tarifario; es importante resaltar que la nueva legislación esta en proceso de estudio de resolución, por lo que no se ha aprobado el nuevo periodo tarifario.

8.1. Resolución CREG No. 011 de 2009

Establece las fórmulas tarifarias para la retribución de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el STN, que aplica a todas las empresas que presten el servicio de transporte de energía eléctrica y a los usuarios que utilizan el servicio. La actividad de transmisión será remunerada por la metodología de ingreso regulado, la cual determina el ingreso anual para cada TN, aplicable a los activos de uso existentes, teniendo en cuenta las siguientes características:

- ❖ Unidades constructivas valoradas a costo eficiente de reposición.
- ❖ El reconocimiento de activos no eléctricos y de gastos de AOM.
- ❖ El reconocimiento de terrenos para las unidades constructivas de subestaciones.

La Base Regulatoria de Activos (BRA) es una medida del valor del capital en el negocio regulado, sobre la cual el agente gana un retorno y recibe la depreciación regulatoria (CREG, 2014). Para esta resolución se determina la BRA por medio de la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), que es el costo de reposición de activos existentes por nuevos activos, sin embargo, este método no incluye la depreciación; por lo que el esquema no muestra las condiciones reales del sistema, de manera que siempre considera las redes nuevas y eficientes.

En los ingresos anuales del TN, se le reconoce un porcentaje por activos no eléctricos al TN, los cuales son aquellos que no hacen parte de la infraestructura del transporte de energía eléctrica, pero son requeridos para que se cumpla su objetivo (edificios, maquinaria, equipos de cómputo y de comunicaciones). Para los gastos de AOM, esta resolución establece los costos AOM reconocidos y gastados por el TN que son ajustados anualmente e incluidos en los ingresos anuales; es responsabilidad del LAC actualizar cada año el porcentaje de AOM a reconocer. Estos gastos de AOM son reportados por cada TN al Sistema Único de Información (SUI) administrado por la SSPD.

La calidad del servicio es analizada por medio de las duraciones de indisponibilidad de los activos que hagan parte del servicio de transmisión (Resolución No. 061, 2000), la vida útil de estos activos está entre los 35 y 40 años para líneas y 30 años en subestaciones; a través de la Resolución No. 061 del 2000, se establece las normas de calidad para el transporte de energía eléctrica en el STN, aquí se detallan los índices que se tiene en cuenta para la calidad del servicio, de lo que es responsabilidad del TN. Los datos para calcular los indicadores de disponibilidad e indisponibilidad son recolectados por el TN y reportados al CND quien centraliza, almacena y procesa la información (Resolución No. 061, 2000).

8.2. Resolución CREG No. 178 de 2014

La Resolución CREG No. 178 de 2014 es el proyecto de resolución, por el que la comisión establecerá un nuevo periodo tarifario, en esta se realizan cambios en la metodología de remuneración para la actividad de transmisión de energía eléctrica; al igual que la resolución actual, esta aplica a todos los agentes económicos que presten este servicio y a los usuarios que lo utilizan. La CREG optó para este nuevo periodo tarifario la metodología de ingreso máximo, donde los ingresos del TN están asociados a las inversiones, los gastos AOM e incentivos por eficiencia.

La BRA que se utiliza para la remuneración de las inversiones, para este periodo tarifario, se propone utilizar la metodología del costo de reposición depreciado (DORC), que es un método de valoración de activos basado en el costo de reposición de los activos que tiene en cuenta la vida útil y remanente del activo, además considera la antigüedad de los activos, por medio de un factor; por otro lado el agente poseerá mayor incentivos debido a que la remuneración depende de reemplazar los activos (CREG, 2014).

Para los gastos AOM, la CREG propone seguir con el actual esquema, sin embargo, la comisión realiza cambios anuales que dependen de las inversiones y los incentivos recibidos. Por otro lado, con este nuevo periodo tarifario se plantea que la remuneración de AOM se efectúe para inversiones existentes y para nuevas inversiones, para el primero se considera que si la base regulatoria de activos se conserva, los gastos AOM permanecen constantes, mientras que para las nuevas inversiones para la expansión del sistema, el regulador propone un porcentaje a reconocer de 2,5% (CREG, 2014).

En Transmisión se mide la calidad, a través del índice System Average Interruption Duration Indicator (SAIDI), este mide el número máximo de horas de indisponibilidad

establecidos por el regulador, que el TN no debe superar. Para el nuevo periodo tarifario la CREG propone estudiar las máximas horas anuales de indisponibilidad establecidas, por medio de datos eficientes, que se encuentran en los eventos registrados durante los años 2007 a 2013. Por otra parte, se incluye las compensaciones que debe realizar el TN por el grupo de activos que superen las horas de indisponibilidad ajustadas y por dejar no operativos otros activos, lo anterior se establece como Energía no Suministrada (ENS). La CREG, también modificó la vida útil reconocida a los activos eléctricos, debido al cambio de modelo, está se reformó a 45 años para subestaciones y líneas, mientras para equipos de comunicación y los centros de control quedó a 10 años (CREG, 2014). El LAC calculará mensualmente el valor de las compensaciones que se descontará de los ingresos mensuales de cada TN (Resolución No. 178, 2014).

Los valores obtenidos por el TN por concepto de incentivos por eficiencia, se plantea por medio de un mecanismo de menú de contratos, que consiste en el profit sharing, el cual es un método híbrido, que surge de las combinaciones de las metodologías de remuneración. Este menú de contratos tiene en cuenta los incentivos positivos o negativos (véase *Tabla 8.*) que puede obtener el TN, por medio del nivel de gastos ejecutados (NGEJ) y el nivel de gastos declarados (NGDE). En la *Tabla 8.*, se evidencia el menú de contratos propuesto por la comisión, cada menú tiene asociado un NGDE, cuyo rango está entre el 90% y el 110%, cada valor representa en porcentaje los gastos respecto a los costos de referencia aprobados por la CREG.

Tabla 8.4

Menú de Gastos

Menú	NGDE	Descripción
Menú 1	90	Gastos del 90% respecto al gasto de referencia
Menú 2	92	Gastos del 92% respecto al gasto de referencia
Menú 3	94	Gastos del 94% respecto al gasto de referencia
Menú 4	96	Gastos del 96% respecto al gasto de referencia
Menú 5	98	Gastos del 98% respecto al gasto de referencia
Menú 6	100	Gastos del 100% respecto al gasto de referencia
Menú 7	102	Gastos del 102% respecto al gasto de referencia
Menú 8	104	Gastos del 104% respecto al gasto de referencia
Menú 9	106	Gastos del 106% respecto al gasto de referencia
Menú 10	108	Gastos del 108% respecto al gasto de referencia
Menú 11	110	Gastos del 110% respecto al gasto de referencia

Nota: Datos obtenidos en (CREG, 2014).

Los valores en la Tabla 8. representan porcentajes respecto a los gastos de referencia (GOPR) que son determinados por (5), que tiene en cuenta los NGEJ, NGDE y el incentivo de información (IAI).

$$\text{Incentivo}_{ij} = 109,15 - 1,85 * \text{NGEJ} + 0,015 * \text{NGEJ} * \text{NGDE} - 0,0075 * \text{NGDE}^2 + \text{IAI} \quad (5)$$

IAI toma valores que depende del NGDE y NGEJ, por ejemplo:

- ❖ Si $\text{NGDE} \leq 100\%$ y $\text{NGEJ} \leq 100\%$, $\text{IAI} = 0,85$.
- ❖ Si $\text{NGDE} > 100\%$ y $\text{NGEJ} \leq 100\%$, $\text{IAI} = 0,425$.
- ❖ Si $\text{NGEJ} > 100\%$, $\text{IAI} = 0$.

Tabla 8.5

Incentivos asociados con el nivel de gastos ejecutados y el menú seleccionado

NGED	Menú	Menú	Menú	Menú	Menú	Menú	Menú	Menú	Menú	Menú	Menú
NGEJ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
90%	4,25%	4,22%	4,13%	3,98%	3,77%	3,50%	2,74%	2,45%	1,90%	1,39%	0,83%
92%	3,25%	3,28%	3,25%	3,16%	3,01%	2,80%	2,10%	1,77%	1,38%	0,93%	0,43%
94%	2,25%	2,34%	2,37%	2,34%	2,25%	2,10%	1,46%	1,19%	0,86%	0,47%	0,03%
96%	1,25%	1,40%	1,49%	1,52%	1,49%	1,40%	0,82%	0,61%	0,34%	0,01%	-0,37%
98%	0,25%	0,46%	0,61%	0,70%	0,73%	0,70%	0,18%	0,03%	-0,18%	-0,45%	-0,77%
100%	-0,75%	-0,48%	-0,27%	-0,12%	-0,03%	0,00%	-0,46%	-0,55%	-0,70%	-0,91%	-1,17%
102%	-2,60%	-2,27%	-2,00%	-1,79%	-1,64%	-1,55%	-1,52%	-1,55%	-1,64%	-1,79%	-2,00%
104%	-3,60%	-3,21%	-2,88%	-2,61%	-2,40%	-2,25%	-2,16%	-2,13%	-2,16%	-2,25%	-2,40%
106%	-4,60%	-4,15%	-3,76%	-3,43%	-3,16%	-2,95%	-2,80%	-2,71%	-2,68%	-2,71%	-2,80%
108%	-5,60%	-5,09%	-4,64%	-4,25%	-3,92%	-3,65%	-3,44%	-3,29%	-3,20%	-3,17%	-3,20%
110%	-6,60%	-6,03%	-5,52%	-5,07%	-4,68%	-4,35%	-4,08%	-3,87%	-3,72%	-3,63%	-3,60%

Nota: Datos obtenidos en (CREG, 2014).

Los incentivos recibidos al TN que se observan en la *Tabla 8.*, dependerán del nivel de gastos declarados y el menú de contratos escogido.

8.3. Formulas Tarifarias

En esta sección, se mostrarán las diferentes fórmulas presentes en las resoluciones a analizar, estas serán utilizadas para realizar las simulaciones económicas en la herramienta ofimática.

8.3.1. Resolución CREG No. 011 de 2009.

Esta resolución establece las fórmulas utilizadas por el regulador, para la retribución de la actividad de transmisión aplicada a todos los agentes que realicen este régimen. Para el ingreso anual del TN se determina en base a la siguiente expresión:

$$IAT_j = CAEA_j(1 + \%ANE) + VAOM_j + CAET_j + CAES_j - Ol_j \quad (6)$$

Dónde:

- ❖ IAT_j , Ingreso anual del TN.
- ❖ $CAEA_j$, Costo anual equivalente del activo eléctrico valorado a costo de reposición.
- ❖ $\%ANE$, Porcentaje reconocido por concepto de activo no eléctrico (5%).
- ❖ $VAOM_j$, Valor de los gastos de AOM para el TN.
- ❖ $CAET_j$, Costo anual equivalente de terrenos para el TN.
- ❖ $CAES_j$, Costo anual equivalente de servidumbres para el TN.
- ❖ Ol_j , Otros ingresos por la explotación de los activos remunerados.

Para el cálculo del costo anual equivalente del activo eléctrico, se utiliza la formula vista en (7).

$$CAEA_j = \sum_{i=1}^{UR_j} (NUC_i * CU_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_{j,i}) * \frac{TR}{1 - (1 + TR)^{-v_{u_i}}}) \quad (7)$$

Dónde:

- ❖ NUC_i , Cantidad de cada UC reportada por el TN.
- ❖ CU_i , Costo unitario de cada UC.
- ❖ $PU_{j,i}$, Porcentaje remunerado al TN mediante cargos por uso de la UC.
- ❖ $RPP_{j,i}$, Fracción del valor de la UC que no se incluye en el cálculo de la tarifa.

- ❖ TR , Tasa de retorno definida para la actividad de transmisión.
- ❖ vu_i , Vida útil de la UC.
- ❖ UR_j , Número total de UC reportadas por el TN.

Para el cálculo del costo anual equivalente de terrenos, emplean la ecuación observada en (8).

$$CAET_j = \%R \sum_{i=1}^{aj} (ATUC_i * VCT_s) \quad (8)$$

Dónde:

- ❖ $\%R$, Costo real de deuda incluido en la tasa de retorno (5,69%).
- ❖ $ATUC_i$, Área típica de la UC.
- ❖ $PU_{j,i}$, Porcentaje remunerado al TN mediante cargos por uso de la UC.
- ❖ VCT_s , Valor catastral del metro cuadro de terreno de la subestación.

Para el cálculo del valor de los gastos de AOM para cada TN, se determina conforme a la siguiente ecuación.

$$VAOM_j = CRE_j * PAOMR_{j,a} \quad (9)$$

Dónde:

- ❖ CRE_j , Costo de reposición de los activos eléctricos del TN.
- ❖ $PAOMR_{j,a}$, Porcentaje de AOM a reconocer.

Para determinar el costo de reposición de los activos eléctricos (CRE), se utiliza la ecuación el cálculo del valor de los gastos de AOM para cada TN, se determina conforme a la siguiente ecuación (7), sin embargo, se omite las variables RPP, la tasa de retorno y la vida útil de la UC. Por último, para determinar los ingresos mensuales del TN, se utiliza la ecuación (10).

$$IMT_{j,m} = \frac{1}{12} IAT_j \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} + IE_{j,m} - VMC_{j,m} \quad (10)$$

Dónde:

- ❖ IAT_j , Ingreso Anual del TN.
- ❖ IPP_{m-1} , Índice de precios al productor total nacional para el mes $m - 1$.
- ❖ IPP_0 , Índice de precios al productor total nacional para el mes de diciembre de 2008.
- ❖ $IE_{j,m}$, Ingreso esperado de las convocatorias adjudicadas al TN.
- ❖ $VMC_{j,m}$, Valor mensual a compensar por el TN.

8.3.2. Resolución CREG No. 178 de 2014.

Este proyecto de resolución establece las fórmulas tarifarias para el nuevo periodo tarifario, que determinarán los ingresos del TN, bajo los criterios descritos anteriormente. Para el ingreso anual del TN se determina en base a la siguiente ecuación.

$$IAT_{j,t} = IAA_{j,t} + IAAOM_{j,t} + IANINC_{j,t} - Ol_j \quad (11)$$

Dónde:

- ❖ $IAT_{j,t}$, Ingreso anual del TN, en el año t .
- ❖ $IAA_{j,t}$, Ingreso anual por inversión en activos del TN, en el año t .
- ❖ $IAAOM_{j,t}$, Ingreso anual por gastos de AOM del TN, en el año t .
- ❖ $IANINC_{j,t}$, Ingreso anual por incentivos del TN, en el año t .
- ❖ Ol_j , Otros ingresos por la explotación de los activos remunerados.

Los ingresos anuales por inversión en activos o los asociados con la infraestructura utilizada para la prestación del servicio de transmisión, se calcula conforme a la ecuación (12).

$$IAA_{j,t} = BRA_{j,t} * r + RC_{j,t} + BRT_{j,t} \quad (12)$$

Dónde:

- ❖ $IAA_{j,t}$, Ingreso anual por inversión en activos del TN, en el año t .
- ❖ $BRA_{j,t}$, Base regulatoria de activos del TN, en el año t .
- ❖ r , Tasa de retorno reconocida para la actividad de transmisión de energía eléctrica.
- ❖ $RC_{j,t}$, Recuperación reconocida de capital para los activos remunerados en la base regulatoria del TN, en el año t .
- ❖ $BRT_{j,t}$, Base regulatoria de terrenos del TN, en el año t , s ingresos por la explotación de los activos remunerados.

La BRA se determina como la suma de la Base Regulatoria de Activos Eléctricos (BRAE) (véase Ecuación 13) y la Base Regulatoria de Activos No Eléctricos (BRANE) (véase Ecuación 15).

$$BRAE_{j,0} = CRE_j * FA_j * FI \quad (13)$$

Dónde:

- ❖ $BRAE_{j,0}$, Base regulatoria de activo eléctrico al inicio del periodo tarifario.
- ❖ CRE_j , Costo de reposición de la inversión, en aplicación de la Resolución CREG No. 011 de 2009.
- ❖ FA_j , Factor de ajuste que considera la antigüedad y el cambio de modelo de remuneración.
- ❖ FI , Factor de indexación.

Para la variable del factor de ajuste por antigüedad, el regulador determino que para cada año promedio de antigüedad, se le asocia un factor de ajuste a la BRA inicial, esta se puede observar en la *Tabla 8.*, lo anterior es responsabilidad del TN realizar el estudio donde se

determine el grado de vejez de sus activos eléctricos, en caso contrario, se le otorgará un valor de referencia de 25 años de antigüedad promedio ponderada (Resolución No. 178, 2014).

Tabla 8.6

Factor de ajuste de activos de media y alta tensión

Antigüedad Promedio	FA_j	Antigüedad Promedio	FA_j	Antigüedad Promedio	FA_j	Antigüedad Promedio	FA_j
0	1,000	9	0,962	18	0,862	27	0,595
1	0,997	10	0,955	19	0,843	28	0,545
2	0,994	11	0,948	20	0,823	29	0,490
3	0,991	12	0,939	21	0,800	30	0,429
4	0,998	13	0,929	22	0,774	31	0,361
5	0,984	14	0,919	23	0,746	32	0,285
6	0,979	15	0,907	24	0,714	33	0,200
7	0,974	16	0,893	25	0,678	34	0,105
8	0,969	17	0,879	26	0,639	35	0,000

Nota: Datos obtenidos en (Resolución No. 178, 2014).

$$BRAE_{j,t} = BRAE_{j,t-1} - RC_{j,t} + BRAEN_{j,t} - BRAFO_{j,t} \quad (14)$$

Dónde:

- ❖ $RC_{j,t}$, Recuperación reconocida de capital para los activos remunerados en la base regulatoria del TN, en el año t
- ❖ $BRAEN_{j,t}$, Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del TN, en el año t .
- ❖ $BRAFO_{j,t}$, Base regulatoria de activos eléctrico fuera de operación del TN, en el año t .

$$BRANE_{j,t} = NE(BRAE_{j,t} + BRAEN_{j,t}) \quad (15)$$

Dónde:

- ❖ $BRANE_{j,t}$, Base regulatoria de activos no eléctricos del TN, en el año t .
- ❖ NE , Fracción de la base regulatoria de activos eléctricos, que se reconoce como activos no eléctricos (0,02).
- ❖ $BRAE_{j,t}$, Base regulatoria de activos eléctricos del TN, en el año t .
- ❖ $BRAEN_{j,t}$, Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del TN, en el año t .

$$BRAEN_{j,t} = BRAE_{j,0} * PIR_j \quad (16)$$

Dónde:

- ❖ $BRAE_{j,0}$, Base regulatoria inicial de activos eléctricos del TN, en el año t .
- ❖ PIR_j , Porcentaje de inversiones de referencia del TN (1%).

Para el cálculo de la base de regulatoria de activos eléctricos que salen de operación del TN, se considera la siguiente ecuación.

$$BRAFO_{j,t} = \sum_{i=1}^{NFO_{j,t}} BRAR_{i,t} \left(1 - \frac{t}{VUR_j} \right) \quad (17)$$

Dónde:

- ❖ $BRAR_{i,t}$ Valor de la UC reconocida en la base regulatoria inicial de activos eléctricos del TN.
- ❖ t , años transcurridos desde la aplicación de la presente resolución.
- ❖ VUR_j , Vida útil remanente para los activos incluidos en la base regulatoria inicial de activos del TN (20 años).

- ❖ $NFO_{j,t}$, Número total de UC, incluidas en la base regulatoria inicial de activos del TN, que salen de operación en el año t .

$$BRAR_{i,j} = CR_i * PU_{i,t} * (1 - RPP_i) * FA_j \quad (18)$$

Dónde:

- ❖ CR_i , Valor reconocido para la UC en la base regulatoria de activos del TN.
- ❖ $PU_{j,i}$, Porcentaje remunerado al TN mediante cargos por uso de la UC.
- ❖ $RPP_{j,i}$, Fracción del valor de la UC que no se incluye en el cálculo de la tarifa.
- ❖ FA_j , Factor de ajuste que considera la antigüedad y el cambio de modelo de remuneración.

Por otra parte, para el cálculo de la recuperación reconocida del capital (RC), se determina como la suma de la recuperación reconocida de capital para los activos incluidos en la base regulatoria inicial de activos (RCBIA) (véase Ecuación 19) y la recuperación reconocida de capital en el año, para los activos del TN que entraron en operación (RCNA) (véase Ecuación 20).

$$RCBIA_{j,t} = \frac{BRAE_{j,0}}{VUR_j} \quad (19)$$

Dónde:

- ❖ $BRAE_{j,0}$, Base regulatoria inicial de activos eléctricos del TN, en el año $t = 0$.
- ❖ VUR_j , Vida útil remanente para los activos incluidos en la base regulatoria inicial de activos del TN (20 años).

$$RCNA_{j,t} = \frac{\sum_{t=1}^T BRAEN_{j,t}}{VURN} \quad (20)$$

Dónde:

- ❖ T , Años de aplicación de la metodología definida en esta resolución.
- ❖ $VURN$, Vida útil regulatoria aplicada a los activos nuevos (45 años).

Para la base regulatoria se calcula de acuerdo a la siguiente expresión.

$$BRT_{j,t} = R \sum_{i=1}^{NS_{j,t}} (AT_i * PU_{j,t} * (1 - RPP_{j,i}) * VCT_i) \quad (21)$$

Dónde:

- ❖ R , Porcentaje anual reconocido sobre el valor de los terrenos (6,9%).
- ❖ $NS_{j,t}$, Número total de UC de subestaciones del TN.
- ❖ AT_i , Área típica reconocida a la UC.
- ❖ $PU_{j,t}$, Porcentaje del costo total de la UC.
- ❖ $RPP_{j,i}$, Fracción que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa.
- ❖ VCT_i , Valor catastral del terreno correspondiente a la subestación en la cual se encuentra la UC.

Para el ingreso anual por gastos de AOM, se suma el valor de AOM base del TN y el valor de AOM para nuevas inversiones, en otro orden de idea, para los ingresos obtenidos por incentivos a la eficiencia en inversiones y gastos se tiene en cuenta la información contenida en la *Tabla 8.*, para más información consultar la Resolución 178 de 2014.

9. Capítulo 3: Diseño de herramienta y simulación

En este capítulo, se detallan y explican las fórmulas utilizadas para el diseño de la herramienta, asimismo, algunas consideraciones, para obtener los resultados esperados. Se emplea la herramienta ofimática EXCEL (ver imágenes de la interfaz en Anexo 1) para realizar las simulaciones económicas en esta se evidencia el cálculo de la tasa de retorno, por medio de

la metodología WACC establecidas por la CREG, además, los cálculos para adquirir los ingresos anuales del TN a evaluar.

Para el cálculo de la tasa de retorno por medio de la metodología WACC, se utilizaron las ecuaciones (2) hasta (4), la base de datos se obtuvo de documentos emitidos por la CREG, Banco de la República, entre otros. Para la evaluación de esta tasa, se emplea el valor de un proyecto de transmisión aprobado y/o ejecución, para el área caribe, las características de este proyecto, se puede observar en la *Tabla 9.*, para la evaluación se considera una vida útil promedio de 25 años y una variación de la tasa de rendimiento de 0,27%. Por otra parte, en la Figura 9., se encuentra localizado el área donde se desarrolla el proyecto por parte de Intercolombia, filial de ISA.

Tabla 9.7

Características del proyecto evaluado (caso de estudio)

	Proyecto	Convocatoria UPME	Valor (MMUSD)	Zona Influencia	Beneficio
Atlántico	1. Flores, Caracolí, Sabanalarga				
	- Nueva S/E Caracolí a 220 kV			Barranquilla	
	- Ampliación S/E Termoflores	STN 06-2013		Soledad	Mejora condiciones de
	- Ampliación S/E Sabanalarga	Intercolombia	\$ 61,28	Malambo	prestación del
	- 58 km de líneas aéreas			Sabanalarga	servicio
	- 5 km líneas subterráneas				

Nota: Información obtenida de (Comité Intergremial Atlántico, 2016).



Figura 9.8. Proyectos en construcción Intercolombia. Adoptado de (Intercolombia, 2015).

Para el cálculo de los ingresos anuales de un TN, se aplicó las fórmulas tarifarias desde (11) hasta (21), a partir del CRE del agente a evaluar, se obtendrá los ingresos anuales para un periodo tarifario (5 años), este valor se obtiene en resoluciones emitidas por la CREG para actualizar la base de activos del TN, para este caso se utiliza el valor más reciente para Intercolombia S.A. E.S.P y Transelca S.A. E.S.P, extraído en la Resolución No. 059 de 2017 y Resolución No. 173 de 2016.

Dado lo anterior, y conociendo la teoría de las resoluciones para remunerar la actividad de transmisión, se procede a implementar las fórmulas para el cálculo de los ingresos anuales de las empresas seleccionadas, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- ✓ Se evaluará las resoluciones para un periodo tarifario de 5 años.
- ✓ Se toma como referencia el FA_j para 25 años presente en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, debido a que es el valor que toma la CREG como referencia, cuando el TN no presenta el informe o estudio correspondiente.
- ✓ El FI utilizado es 1.

- ✓ Se utiliza las fórmulas para la base regulatoria de activo eléctrico nuevos, para empresas sin plan de inversión aprobado (para más información consultar la Resolución 178 de 2014).
- ✓ Para calcular la BRAFO, se toma una vida útil remanente de 20 años, al igual que la RCBIA, se considera constante durante el tiempo de análisis.
- ✓ Se tiene en cuenta una inversión del 5% anuales para la BRAEN.
- ✓ Para el cálculo de los ingresos anuales por concepto de gastos AOM se toma como referencia el valor aprobado de 3,09% y 3,81% para Intercolombia y Transelca, respectivamente.
- ✓ Se considera una vida útil regulatoria para activos nuevos de 45 años, para el cálculo de la RCNA.
- ✓ Para el cálculo de ingresos por incentivos se considera un estímulo de 2,34%, para las dos empresas.

10. Capítulo 4: Resultados y discusiones

En esta sección se presentará los resultados obtenidos de la investigación, esta dividida en 3 partes, la primera etapa mostrará la comparación de las resoluciones, a través de un cuadro comparativo, que contendrá las principales características de las resoluciones y los cambios establecidos por la CREG. La segunda fase se señalará el comportamiento de la tasa de retorno al aplicarla, para lo anterior se tendrá en cuenta el valor o inversión aprobado para un proyecto de transmisión (caso de estudio). Finalmente, la tercera parte, contará con las simulaciones económicas realizadas, para comparar los ingresos anuales de un TN, aplicando las formulas tarifarias, descritas anteriormente.

10.1. Comparación de la Resolución CREG No. 011 de 2009 y Resolución CREG No. 178 de 2014

Para llegar a la comparación de las resoluciones a través del cuadro comparativo, se realizo la revisión bibliográfica de las mismas, y otros documentos de interés, emitidos por la CREG, seguidamente se realizaron los pasos sugeridos por el autor Gómez-Luna, para realizar dicha revisión; lo anterior, con el fin de aplicar la metodología cualitativa, para obtener la descripción de las principales características de las resoluciones, para establecer los cambio y/o mejoras.

Realizando lo anterior, en la Tabla 10., se observa la comparación de las resoluciones bajos las características principales, que permitirán un mejor entendimiento de lo que plantea la CREG para el cambio de metodología de remuneración para la actividad de transmisión, los ejes temáticos escogidos para establecer estas diferencias son: la metodología de remunerar las inversiones, gastos AOM, vida útil de los activos, entre otros.

Tabla 10.8

Comparación resoluciones para la remuneración de la actividad de transmisión.

Temas	Resolución 011 de 2009	Resolución 178 de 2014
Metodología de remuneración	Ingreso Regulado.	Ingreso Máximo.
Inversiones	<p>Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).</p> <p>Se obtiene un valor cada cinco años.</p>	<p>Costo de Reposición Depreciado (DORC).</p> <p>Estabilidad anual.</p>
Gastos AOM	Costos AOM reconocidos y gastados por cada agente.	Reconocimientos de gastos eficientes anuales, de acuerdo con las inversiones e incentivos recibidos.
Activos no eléctricos	Reconocimiento proporcional a los activos eléctricos (5%).	Reconocimiento proporcional a los activos eléctricos (2%).
Vida útil de los activos	35 y 40 años Líneas. 30 años Subestaciones.	45 años Líneas y Subestaciones.
Valor reconocido al terreno	5,69% .	6,9%.
Calidad del servicio	<p>Información histórica del servicio.</p> <p>Valor máximo de horas de indisponibilidad.</p> <p>Incluyen compensaciones.</p>	<p>Información eficiente del servicio.</p> <p>Modificar las horas máximas anuales de indisponibilidad.</p> <p>Incluye compensaciones.</p>

Nota: Realizado por medio de la revisión bibliográfica de las resoluciones evaluadas y documentos de interés.

En la Tabla 10., la metodología de remuneración es la misma, aunque se presente con nombre diferentes, esto debido a errores en la traducción del nombre en los documentos estudiados, esta metodología permite por medio de un factor de eficiencia limitar y ajustar los ingresos anuales del TN; realizar el cambio de metodología de remuneración en las inversiones, permite que se tenga en cuenta la vida útil de los activos, ya que la metodología de VNR, no tienen en cuenta la degradación de los activos eléctricos, sin embargo el DORC, si la considera; no obstante, este último posee un grado de complejidad, al momento de calcular la vida remanente del activo.

El reconocimiento de los gastos AOM es otro cambio que se evidencia, pues pasa de un sistema que considera la identificación histórica a una metodología que revisa los costos eficientes dentro de esta base de datos, este cambio es debido a los bajos niveles de reposición, lo que ocasiona pérdidas y más gastos en el mantenimiento. Por otro lado, la CREG también toma como eje para el cambio de la metodología, la calidad del servicio, aunque propone seguir con la metodología, planteó realizar modificaciones a las horas máximas anuales permitidas de indisponibilidad, para realizar un control eficaz, promoviendo la renovación y mantenimiento eficiente de los activos eléctricos, dado el caso, que no se cumpla, el TN incurrirá a pagar compensaciones a los usuarios.

El valor reconocido al terreno es el porcentaje que se aplica a la fórmula para determinar el valor anual por concepto de terrenos, donde se tiene presente el área típica de la UC y el valor catastral del terreno, un aumento de dicho porcentaje, se interpreta como el aumento de los ingresos anuales del agente transmisor. Por otro lado, el reconocimiento de los activos no eléctricos se desprende de la fórmula general de los ingresos anuales, sin embargo, se tiene un porcentaje del 2% en la BRA, para este tipo de activos.

10.2. Evaluación caso de estudio

Para el caso de estudio, descrito anteriormente se determina el valor de la tasa de retorno a través de la metodología WACC (véase *Tabla 10.*) a partir de la base de datos recolectada. En la Tabla 10., se observa el valor de la tasa antes de impuesto (suíndice 1) y después de impuestos (subíndice 2), expresado en dólares y pesos colombianos; para no incurrir en la decisiones financieras de las empresas la CREG toma el valor de la tasa de retorno antes de impuesto.

Tabla 10.9

Resultados Metodologia WACC

WACC						
Participación de la deuda	wd	40%				
Participación del capital propio	we	60%	USD		COP	
Costo de la deuda	rd	8,33%	WACC ₁	14,27%	WACC ₁	11,5%
Costo del capital propio	re	12,22%	WACC ₂	9,56%	WACC ₂	6,89%
Tasa de interés	τ	33%				
Inflación	Inf	2,5%				

Nota: Datos calculados.

Para el cálculo de la tasa de retorno, se determinaron e indagaron las diferentes variables, lo anterior se observa en la *Tabla 10.*, estos parámetros fueron esenciales para el cálculo del costo de la deuda y capital.

Tabla 10.10

Datos del costo de la deuda y capital WACC

Costo de la deuda			Costo del capital		
Costo de la deuda	rd	5,69%	Costo del capital propio	re	12,22%
Costo de la deuda (USD)	Rd	8,33%	Tasa libre de riesgo	Rf	4,88%
Tasa de crédito preferencial	rcp	6,07%	Beta apalancada	β	0,64
Tasa emisiones de bonos	re _m	5,31%	Beta desapalancado	β_u	0,44

Costo de la deuda		Costo del capital	
	Rendimiento del mercado	Rm	11,93%
	Prima de mercado	(Rm - Rf)	7,05%
	Prima por riesgo del negocio	$\beta(Rm - Rf)$	4,49%
	Prima por riesgo país	Rp	2,85%

Nota: Datos calculados y obtenido de documentos de la CREG.

Para la evaluación del caso de estudio, se toma el valor del WACC expresado en dolares antes de impuesto observado en la *Tabla 10.*, cuyo valor es 14,27%, luego de tener esta tasa, se utiliza la ecuación (7), y la consideración establecida anteriormente (variar la tasa de retorno 0,27%). Los resultados se pueden observar en la Tabla 10..

Tabla 10.11

Evaluación tasa de retorno

Inversión (MMUSD)	Vida útil (años)	TR	CAEA (MMUSD)	Variación CAEA
\$ 61,28	35	4,55%	\$ 3,53	
		4,82%	\$ 3,66	3,55%
		5,09%	\$ 3,79	3,48%
		5,36%	\$ 3,92	3,41%
		5,63%	\$ 4,05	3,34%
		5,90%	\$ 4,18	3,27%
		6,17%	\$ 4,31	3,21%
		6,44%	\$ 4,45	3,14%
		6,71%	\$ 4,59	3,08%
		6,98%	\$ 4,73	3,02%
		7,25%	\$ 4,87	2,96%
		7,52%	\$ 5,01	2,90%
		7,79%	\$ 5,15	2,85%
		8,06%	\$ 5,29	2,79%
		8,33%	\$ 5,44	2,74%
		8,60%	\$ 5,58	2,69%
		8,87%	\$ 5,73	2,63%
		9,14%	\$ 5,88	2,58%
		9,41%	\$ 6,03	2,54%
		9,68%	\$ 6,18	2,49%
		9,95%	\$ 6,33	2,44%

Inversión (MMUSD)	Vida útil (años)	TR	CAEA (MMUSD)	Variación CAEA
		10,22%	\$ 6,48	2,40%
		10,49%	\$ 6,63	2,35%
		10,76%	\$ 6,79	2,31%
		11,03%	\$ 6,94	2,27%
		11,30%	\$ 7,09	2,23%
		11,57%	\$ 7,25	2,19%
		11,84%	\$ 7,41	2,15%
		12,11%	\$ 7,56	2,11%
		12,38%	\$ 7,72	2,08%
		12,65%	\$ 7,88	2,04%
		12,92%	\$ 8,03	2,00%
		13,19%	\$ 8,19	1,97%
		13,46%	\$ 8,35	1,94%
		13,73%	\$ 8,51	1,91%
		14,00%	\$ 8,67	1,88%
		14,27%	\$ 8,83	1,84%
		14,54%	\$ 8,99	1,82%
		14,81%	\$ 9,15	1,79%
		15,08%	\$ 9,31	1,76%
Promedio			\$ 6,31	2,52%

Nota: Datos calculados.

De la Tabla 10., se concluye que una variación de 0,27% en la tasa de retorno, representa una alteración aproximadamente de 2,52% en los ingresos por concepto del CAEA (variable mas representativa de los ingresos anuales de los TN, con la actual metodología) del proyecto evaluado; para observar dicho comportamiento, se grafica los datos obtenidos anteriormente.

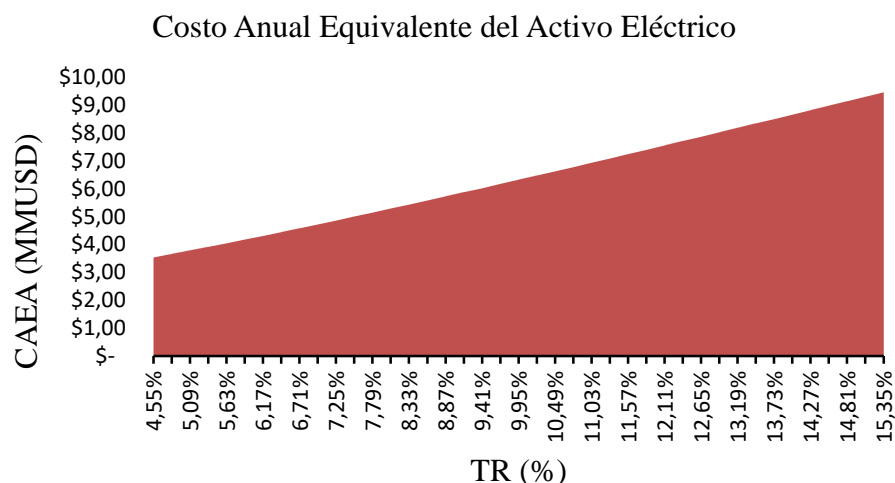


Figura 10.9. Comportamiento del CAEA frente a la tasa de retorno.

Como se evidencia en la Figura 10., existe un comportamiento proporcional de estas dos variables, es decir, a medida que aumenta el valor de la tasa de retorno (TR), aumenta el valor del CAEA, y por tanto los ingresos anuales del TN.

10.3. Simulaciones económicas a través de la Resolución 178 de 2014

Se obtuvieron los ingresos anuales de los TN descritos, a través de la herramienta que permitió obtener estos valores con un bajo índice de error y facilitó la variación de los diferentes datos de entrada para realizar las compensaciones; los resultado se pueden contemplar en la Tabla 10., en dicha table, se evidencia el valor de los parámetros para el primer año tarifario.

Tabla 10.12

Resultados simulación económica para Intercolombia S.A. E.S.P

INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.		
Costo Reposición de Activos	CREj	\$ 4.286.193.782.286
Factor Ajuste (Tabla 8.)	FAj	0,678
Factor de Indexación	FI	1
Base Regulatoria de Activos Eléctricos (13)	BRAEj	\$ 2.906.039.384.390
Porcentaje de inversiones de referencia	PIRj	1%
Base Regulatoria de Activos Eléctricos Nuevos (16)	BRAENj	\$ 29.060.393.844
Base Regulatoria Inicial de Activos Eléctricos (18)	BRARj	\$ 155.832.152.009

INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.		
Base Regulatoria de Activos Eléctricos que Salen de Operación (17)	BRAFOj	\$ 148.040.544.408
Recuperación Reconocida de Capital para activos incluidos en la base regulatoria inicial (19)	RCBIAj	\$ 145.301.969.219
Recuperación Reconocida de Capital para activos que entraron en operación (20)	RCNAj	\$ 3.568.378.230
Recuperación Reconocida de Capital (19) + (20)	RCj	\$ 148.870.347.450
Base Regulatoria de Activos No Eléctricos (15)	BRANEj	\$ 53.344.985.604
Base Regulatoria de Activos (13) + (15)	BRAj	\$ 2.691.533.871.980
Base Regulatoria de Terrenos (21)	BRTj	\$ 697.309.337
Ingreso Anual por Gastos AOM	IAAOMj	\$ 132.443.387.873
Ingreso Anual por Incentivos	IAINCj	\$ 98.582.456.993
Otros Ingresos por la explotación de los activos	Olj	\$ 1.560.415.482

Nota: Dinero expresado a pesos de diciembre de 2008.

Luego se aplica la consideración de evaluar los ingresos cuando el agente realice inversiones del 5% para la inclusión de activos nuevos (BRAEN), por lo tanto, en la *Tabla 10.*, se muestra los ingresos para el periodo tarifario determinado.

Tabla 10.13

Ingresos Anuales Intercolombia S.A. E.S.P

	Años				
	1	2	3	4	5
BRAENj	\$ 29.060.393.844	\$ 30.513.413.536	\$ 32.039.084.213	\$ 33.641.038.424	\$ 35.323.090.345
BRAEj	\$ 2.638.188.886.376	\$ 2.371.791.408.054	\$ 2.106.919.600.409	\$ 1.843.649.746.974	\$ 1.582.061.945.461
BRANEj	\$ 53.344.985.604	\$ 48.046.096.432	\$ 42.779.173.692	\$ 37.545.815.708	\$ 32.347.700.716
BRAj	\$ 2.691.533.871.980	\$ 2.419.837.504.486	\$ 2.149.698.774.101	\$ 1.881.195.562.682	\$ 1.614.409.646.177
IAAj (12)	\$ 458.764.047.968	\$ 427.552.277.906	\$ 396.519.445.133	\$ 365.674.496.512	\$ 335.026.826.253
IATj (11)	\$ 688.229.477.351	\$ 657.017.707.289	\$ 625.984.874.516	\$ 595.139.925.895	\$ 564.492.255.636

Nota: Dinero expresado a pesos de diciembre de 2008.

De la *Tabla 10.*, se evidencia que los ingresos anuales de Intercolombia van disminuyendo, estdo debido a la metodología aplicada (DORC), ademas, se comprobó que, aunque aumente la capacidad de inversión para nuevos activos o reposición de los existentes, se mantendrpa este fenómeno. En la

Tabla 10., se observa los valores de los paraentros para el cálculo de los ingreso anuales, a través de la actual resolución, en esta se observa que los ingresos permanecen constante, puesto que el método VNR, no tiene e cuenta la depreciación de los activos y estos siempre son catalogados como nuevos, uno de los problemas principales que existen en la calidad y prestación de servicio de energía eléctrica.

Tabla 10.14

Ingresos Anuales Intercolombia Resolución CREG No. 011 de 2009

INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P				
CAEAj (7)	\$ 507.452.731.598		CAETj (8)	\$ 575.027.555
ANE	\$ 25.372.636.580		CAESj	\$ 8.945.270.899
VAOMj (9)	\$ 132.579.457.686		Olj	\$ 1.560.415.482
Años				
1	2	3	4	5
IATj (6)	\$ 673.364.708.837	\$ 673.364.708.837	\$ 673.364.708.837	\$ 673.364.708.837

Nota: Datos obtenidos en (Resolución No. 059, 2017).

Teniendo los ingresos anuales calculados de Intercolombia, por medio de las resoluciones analizadas, se puede establecer la comparación de estos (véase Figura 10.), para observar de manera sencilla y clara, el comportamiento de los ingresos anuales.

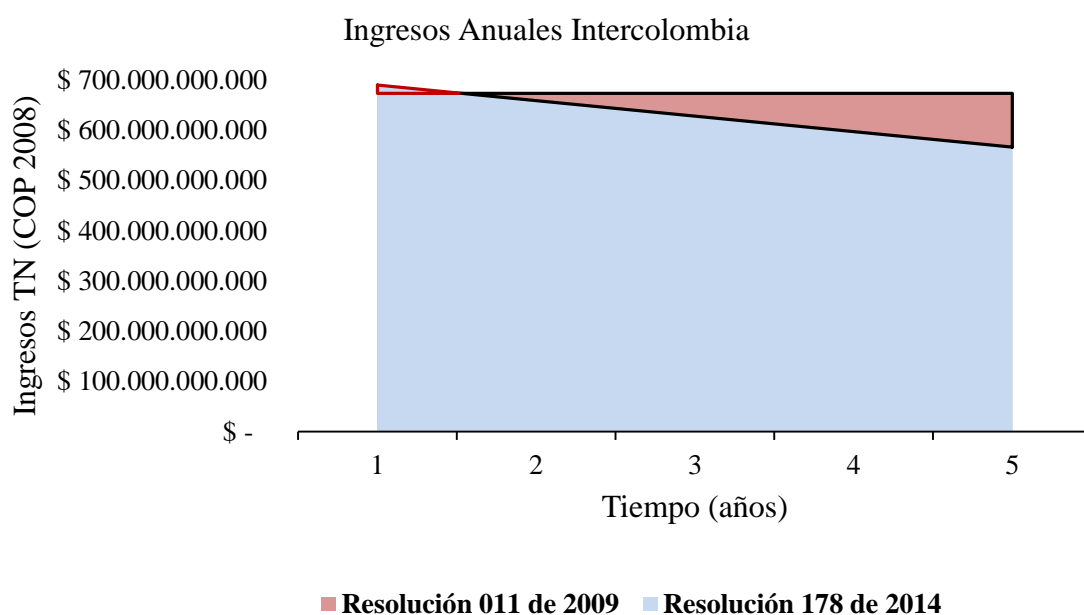


Figura 10.10. Comparación ingresos anuales Intercolombia S.A. E.S.P

Como se observa en la Figura 10., los ingresos de Intercolombia para el primer año del periodo tarifario incrementarán un 2,40% cerca de \$16.586.864.619 COP (área sombreada en rojo), con respecto a la actual metodología de remuneración, la depreciación de los activos que se tiene en cuenta en el proyecto de retribución, permite que los ingresos disminuyan anualmente, después de 18 meses los ingresos del agente calculados con la Resolución No. 178 de 2014 igualan los ingresos calculados con la Resolución CREG No. 011 de 2009.

Por otra parte, la depreciación hasta el año 5, sigue siendo evidente, esta diferencia entre los ingresos calculados es cercana al 6,72% aproximadamente \$226.332.545.271 COP (área sombreada en negro). Intercolombia para este periodo de evaluación dejará de recibir \$209.745.680.652 COP, esta cantidad representa dinero que dejarán de pagar los usuarios del servicio de energía eléctrica, pues este último son los encargados de pagar las inversiones realizadas por el agente.

También se logró simular los ingresos anuales para Transelca, empresa filial de ISA, que, de la misma forma, presta el servicio de transmisión en el SIN, en la Tabla 10., Tabla 10. y Tabla 10. se observa los resultados de la simulación, los cuales son comparados en la Figura 10..

Tabla 10.15

Resultados simulación económica para Transelca S.A. E.S.P

Transelca S.A. E.S.P.		
Costo Reposición de Activos	CREj	\$ 657.206.652.898
Factor Ajuste (Tabla 8.)	FAj	0,678
Factor de Indexación	FI	1
Base Regulatoria de Activos Eléctricos (13)	BRAEj	\$ 445.586.110.665
Porcentaje de inversiones de referencia	PIRj	1%
Base Regulatoria de Activos Eléctricos Nuevos (16)	BRAENj	\$ 4.455.861.107

Transelca S.A. E.S.P.		
Base Regulatoria Inicial de Activos Eléctricos (18)	BRARj	\$ 22.627.147.875
Base Regulatoria de Activos Eléctricos que Salen de Operación (17)	BRAFOj	\$ 21.495.790.481
Recuperación Reconocida de Capital para activos incluidos en la base regulatoria inicial (19)	RCBIAj	\$ 22.279.305.533
Recuperación Reconocida de Capital para activos que entraron en operación (20)	RCNAj	\$ 547.143.231
Recuperación Reconocida de Capital (19) + (20)	RCj	\$ 22.826.448.764
Base Regulatoria de Activos No Eléctricos (15)	BRANEj	\$ 8.203.511.873
Base Regulatoria de Activos (13) + (15)	BRAj	\$ 413.923.244.399
Base Regulatoria de Terrenos (21)	BRTj	\$ 170.451.475
Ingreso Anual por Gastos AOM	IAAOMj	\$ 25.039.573.475
Ingreso Anual por Incentivos	IAINCj	\$ 15.378.635.678
Otros Ingresos por la explotación de los activos	Olj	\$ -

Nota: Dinero expresado a pesos de diciembre de 2008.

Tabla 10.16

Ingresos Anuales Transelca S.A. E.S.P

	Años				
	1	2	3	4	5
BRAENj	\$ 4.455.861.107	\$ 4.678.654.162	\$ 4.912.586.870	\$ 5.158.216.214	\$ 5.416.127.024
BRAEj	\$ 405.719.732.527	\$ 366.076.147.444	\$ 326.666.495.069	\$ 287.502.472.038	\$ 248.596.359.818
BRANEj	\$ 8.203.511.873	\$ 7.415.096.032	\$ 6.631.581.639	\$ 5.853.213.765	\$ 5.080.249.737
BRAj	\$ 413.923.244.399	\$ 373.491.243.476	\$ 333.298.076.708	\$ 293.355.685.803	\$ 253.676.609.554
IAAj (12)	\$ 70.547.322.965	\$ 65.902.600.153	\$ 61.285.313.986	\$ 56.696.836.296	\$ 52.138.607.507
IATj (11)	\$ 110.965.532.118	\$ 106.320.809.306	\$ 101.703.523.139	\$ 97.115.045.450	\$ 92.556.816.661

Nota: Dinero expresado a pesos de diciembre de 2008.

Tabla 10.17

Ingresos Anuales Transelca Resolución CREG No. 011 de 2009

Transelca S.A. E.S.P					
	CAEAj (7)	\$ 78.104.482.379		CAETj (8)	\$ 140.560.709
	ANE	\$ 3.905.224.119		CAESj	\$ -
	VAOMj (9)	\$ 22.419.197.427		Olj	\$ -
	Años				
	1	2	3	4	5
IATj (6)	\$ 107.177.323.458	\$ 107.177.323.458	\$ 107.177.323.458	\$ 107.177.323.458	\$ 107.177.323.458

Nota: Datos obtenidos en (Resolución No. 173, 2016).

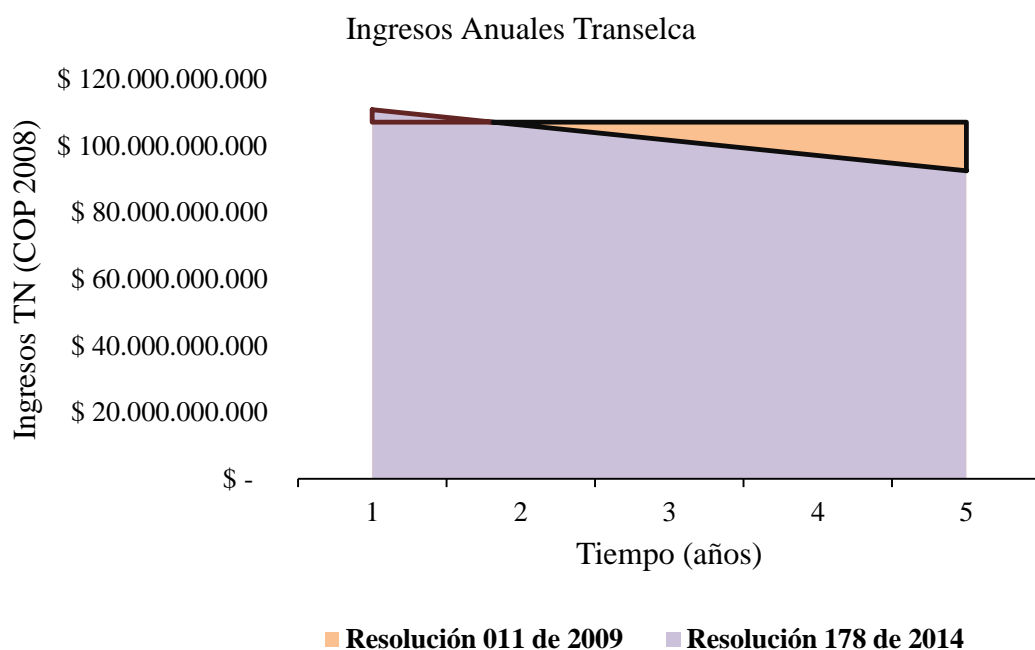


Figura 10.11. Comparación ingresos anuales Transelca S.A. E.S.P

Como se observa en la Figura 10., los ingresos de Transelca para el primer año del periodo tarifario incrementará un 3,41% cerca de \$3.766.208.660 COP (área sombreada en marrón), con respecto a la actual metodología de remuneración, la depreciación de los activos que se tiene en cuenta en el proyecto de retribución, permite que los ingresos disminuyan anualmente, después de 21,7 meses (1,81 años) los ingresos de este agente calculados con la Resolución CREG No. 178 de 2014 se igualan a los ingresos calculados con la Resolución CREG No. 011 de 2009. Para el año 5, la depreciación sigue siendo representativa, esta diferencia entre los ingresos es de 5,05% aproximadamente \$27.080.745.343 COP (área sombreada en negro), Transelca para el periodo tarifario dejará de recibir \$23.292.536.683 COP.

Con respecto a los objetivos planteados por la CREG y descritos anteriormente, se evidencia que al aplicar la metodología propuesta se incentivará a las empresas a la reposición de activos, puesto que, a medida que los equipos se acerquen a la vida útil establecida por el

regulador, la remuneración de los mismos irá disminuyendo, lo cual será dinero que dejaría de recibir el TN, este objetivo conlleva que se mejore la calidad del servicio, con la inversión de nuevos equipos y/o mantenimientos adecuados y programados a los mismos, para mantener la duración óptima del equipo en operación.

Por otra parte, los TN lograrán gastos de AOM eficientes, por causa de que, serán reconocidos por medio de incentivos estos costos, es importante recalcar que los ingresos de los agentes dependerán solo de ellos, debido al menú de contratos que deseen escoger, lo que traerá beneficios o penalidades (véase *Tabla 8.*), además, con la incorporación de nuevas tecnologías, los agentes tendrán beneficios en sus gastos. Un reconocimiento anual y no quinquenal de las inversiones, permitirá que las empresas tengan estabilidad en sus financiaciones, desde otra perspectiva, con la disminución de los ingresos con la nueva metodología, se obtendrán tarifas más competitivas y posibles disminución en las tarifas pagadas por los usuarios, este proyecto de cambio en la metodología de transmisión también se realizó para la actividad de distribución.

Conclusiones

Para la prestación de un servicio de energía eléctrica adecuado, es importante que el regulador del mercado establezca las políticas y regulaciones pertinentes, para que exista una balanza entre los agentes del mercado y los usuarios regulados y/o no regulados. Es indispensable que la CREG tenga constante presencia en el mercado, porque es el eje principal del mercado energético colombiano y debido que sus decisiones promueve la competencia en los sectores. Por otra parte, la UPME juega un papel importante en la planeación y expansión del sistema eléctrico, a través de sus análisis y estudios logra identificar la demanda de energía, las posibles fuentes de generación, los proyectos de transmisión para interconectarlas con el SIN y lograr la integración armónica de los diferentes equipos de los sistemas de potencia.

La CREG debe revisar y/o establecer las metodologías de remuneración para la actividad de transmisión, para promover un mercado competitivo y equitativo, haciendo uso de sus funciones establecidas por Ley 143 de 1994. El regulador determinó una serie de objetivos para el cambio de la metodología de retribución para el nuevo periodo tarifario, estas decisiones son basadas a través de estudios realizados por terceros, que analizan el comportamiento del mercado en otros países. Para la remuneración en las inversiones realizadas por los agentes de transmisión, en el mundo, se emplean diferentes metodologías.

El regulador utiliza los modelos de incentivos como mecanismos para la prestación eficiente y de calidad del servicio, ya sea para inversiones nuevas o gastos eficientes AOM. Al existir diferentes políticas de como regular el mercado, es importante analizar y obtener evidencias que permitan plantear cambios en las metodologías, y evaluar si estas cumplen con los objetivos trazados.

Dentro del trabajo realizado se presentó un cuadro comparativo (véase Tabla 10.) entre las dos resoluciones para remunerar la actividad de transmisión, Resolución No. 11 de 2009 y Resolución 178 de 2014, lo que permitió observar los principales cambios que planteó la CREG para la metodología de remuneración; a través de este estudio, se revisaron cada una de estas características, permitiendo establecer los beneficios y dificultades que trae consigo estas modificaciones; una de las modificaciones que llaman mucho la atención, es el método utilizado para remunerar las inversiones, pasan de un modelo VNR, que no tiene en cuenta la depreciación de los activos eléctricos, es decir, se considera todo como nuevo, a un sistema llamado DORC, que si tiene presente estas devaluaciones.

Por otra parte, al devaluarse los activos eléctricos, obligará al agente a realizar cambios y/o mantenimientos eficientes de sus activos eléctricos, puesto que de ello dependerá que accedan a incentivos, este mecanismo también permite la incorporación de nuevas tecnologías. Al utilizar el menú de contratos, permitirá al TN establecer el nivel de gastos declarados y ejecutados, de acuerdo a este porcentaje el mismo, podrá acceder a beneficios o penalidades (véase *Tabla 8.*), esto permitirá que los agentes encuentren un punto de equilibrio entre sus gastos y la prestación del servicio, permitiendo el aumento en la calidad, eficiencia y gastos AOM razonables.

La tasa de retorno calculada por medio del WACC, que tiene en cuenta el costo de capital y deuda de las empresas de transmisión, como también los riesgos asociados a esta actividad, juega un papel determinante en los ingresos anuales del TN, pues se concluyó, que una variación de 0,27% en este valor, representaría un cambio cercano al 2,52% en los CAEA variable que representa el 75,36% de los ingresos anuales del TN, además que existe un comportamiento proporcional entre estas variables.

Se analizó los ingresos de Intercolombia S.A. E.S.P. y Transelca S.A. E.S.P, empresas que conjuntamente representa ISA, y las cuales colectivamente poseen mayoritariamente el mercado de transmisión en Colombia, por medio de las fórmulas tarifarias de la Resolución 011 de 2009 (actual) y la Resolución 178 de 2014 (en revisión y consulta), para el nuevo periodo tarifario, con el fin de validar los objetivos propuestos por la CREG, para este cambio en la metodología, se determinó los ingresos anuales expresado en pesos de diciembre de 2008.

Se diseñó una herramienta en Excel, que permitiera evaluar dichos ingresos, a partir del CRE, variable que representa las UC y el precio de adquisición, por medio de esta aplicación se obtuvo que para el primer año del periodo tarifario, con la nueva resolución Intercolombia y Transelca incrementará sus ingresos con respecto a la actual resolución, aproximadamente 2,40% (\$16.586.864.619 COP) y 3,41% (\$3.788.208.660 COP) respectivamente; también se evidenció, de manera práctica la aplicación de la metodología DORC, pues, los ingresos se ven afectados, aun así teniendo el TN un plan de inversión para nuevos activos del 5%. La diferencia entre los ingresos calculados con la actual resolución y la nueva, dan como resultado una disminución de los mismo de 6,72% (\$226.332.545.271 COP) y 5,05% (\$27.080.745.343 COP) para las empresas analizadas, Intercolombia y Transelca, esta reducción afectará el precio de la energía eléctrica cobrado a los usuarios por medio de los comercializadores, pues se evidenciará esta reducción en la componente del cargo por uso del STN cobrado a los usuarios del servicio de energía eléctrica.

Con respecto a los objetivos planteados por la CREG, para el cambio de dicha metodología de remuneración, se cumplen cada uno, se le concede una estabilidad anual de las inversiones a cada agente, pues anualmente estos ingresos serán evaluados, debido a los incentivos que obtuvo el agente, con la modificación de las horas anuales de indisponibilidad

permitidas, obligara al TN realizar mantenimientos periódicos de sus activos, pues al superar estas horas, los agentes deberán descontar dinero a los usuarios.

Por medio del menú de contratos, cada TN será libre de escoger su porcentaje de gastos de referencia, por consiguiente, responsable de los incentivos o penalidades que obtenga durante el periodo tarifario. Obtener tarifas competitivas será un beneficio para los usuarios, pues el costo de energía en sus facturas disminuirá, sin embargo, no se puede catalogar como pérdidas para las empresas, pues con la metodología que la CREG quiere implementar, se seguirá garantizando la recuperación de sus inversiones.

A partir de esta investigación se pueden desglosar otras, que permitirán evaluar el comportamiento de los cambios en la políticas de regulación, implementadas por la CREG, además, es posible profundizar en la herramienta desarrollada, pues se puede investigar en metodologías implementadas por otros autores para realizar proyecciones y observar el comportamiento del mercado de Transmisión con la puesta en servicio de los diferentes proyectos y los que salgan de la base regulatoria de los diferentes agentes, cuando se haya recuperado el total de su inversión.

Referencias

- Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, 57, 195-204.
- Arias, E., & Cadavid, J. (2004). La regulación económica de las distribución de la energía eléctrica. *Ecos de Economía: A Latin American Journal of Applied Economics*, 8(18), 99-139.
- Armstrong, M., Cowan, S., & Vickers, J. (1994). *Regulatory reform: economic analysis and British experience*. MIT press.
- Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica. (2018). *acolgen*. Retrieved from Cómo funciona el Sistema Eléctrico Nacional: <https://www.acolgen.org.co/index.php/sectores-de-generacion/como-funciona-el-sistema-electrico-nacional>
- Balladares, V., & Mardones Espinoza, C. (2016). Retribución económica en el futuro régimen de remuneración de la transmisión eléctrica en Chile. *Actualidad Jurídica Uría Menéndez*(43), 76-84.
- Butler, S. (2001). *The nature of UK electricity transmission and distribution networks in an*. University of London: Imperial College of Science, technology and Medicine.
- California ISO. (2015). *Transmission Access Charge Options for Integrating New Participating Transmission Owners*. California: Market & Infrastructure Policy.
- Campbell, A. (2018). Cap prices or cap revenues? The dilemma of electric utility networks. *Energy Economics*, 74, 802-812.
- Canoy, M., Hindriks, F., & Vollaard, B. (2000). *Yardstick Competition: Theory, Design, and Practice*. CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis.
- Castillo, Y., Castrillón, M., Vanegas-Chamorro, M., Valencia, G., & Villicaña, E. (2015). Role of Non-Conventional Energy Sources in the Colombian electricity sector. *Prospect*, 13(1), 39-51.
- CNCM. (2018, 07). *¿Qué es la CNMC?* Retrieved from Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia: <https://www.cnmc.es/sobre-la-cnmc/que-es-la-cnmc>
- Comité Intergremial Atlántico. (2016). *Boletín Electrónico No. 5 Avances Plan 5 Caribe*. Plan5Caribe.
- CRE. (2015). *Memoria de cálculo usada para determinar la tarifa que Aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de Transmisión de energía eléctrica durante el periodo tarifario*. Ciudad de México: Acuerdo A/045/2015.
- CRE. (2018, 07). *¿Qué Hacemos?* (gob.mx) Retrieved from Comisión Reguladora de Energía: <https://www.gob.mx/cre/que-hacemos>
- CREG. (2007). *Costo de Capital para Remunerar la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica*. Bogotá D.C.: Documento CREG 081.

- CREG. (2008). *Costo de capital para remunerar la actividad de transmisión de energía eléctrica*. Bogotá D.C.: Documento CREG 061.
- CREG. (2014). *Metodología de remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015-2019*. Bogotá D.C.: Documento CREG 098 de 2014.
- CREG. (2014). *Metodología para remunerar la transmisión de energía eléctrica*. Bogotá D.C.: Nuevas Ediciones Ltda.
- CREG. (2015). *Propuesta de remuneración actividades de transmisión y distribución*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Cuadros Amaya, L. J., & Ortega Calderon, D. A. (2012). *Derivex: "Una herramienta para contratar la energía de consumo industrial"*. Bogotá D.C.: Colegio De Estudios Superiores De Administración.
- Decreto Con Fuerza De Ley No. 1. (Ministerio de Minería Septiembre 13, 1982).
- Decreto No. 0381, Diario Oficial No. 48.345 (Febrero 16, 2012).
- Decreto No. 1122, Diario Oficial No. 46.957 (Abril 11, 2008).
- Decreto No. 1124, Diario Oficial No. 46.957 (Abril 11, 2008).
- Decreto No. 1258, Diario Oficial No. 48.824 (Junio 17, 2013).
- Delgado Contreras, N. R. (2018). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional: 2018 - 2032*. Ciudad de México: Secretaria de Energía.
- DOE. (2018, 07). *Mission*. Retrieved from Department Of Energy: <https://www.energy.gov/mission>
- Ecuador. Asamblea Nacional. (2015). *Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica*. Quito: Registro Oficial: Gobierno del Ecuador.
- Ecuador. Presidente Constitucional de la República. (2002). *R. O. No. 598 de 2002*. Quito: ARCONEL.
- FERC. (2014). *Docket No. EL11-66-001*. Washington D.C.: Opinion No. 531.
- FERC. (2018, Julio). *What is FERC?* Retrieved from Federal Energy Regulatory Commission : <https://www.ferc.gov/about/ferc-does.asp>
- Fusch, A. (1978, Agosto 1). La inflación mundial, originada por los países desarrollados. *El País*, p. https://elpais.com/diario/1978/08/01/economia/270770403_850215.html.
- Gómez-Luna, E., Fernando-Navas, D., Aponte-Mayor, G., & Betancourt-Buitrago, L. (2014). Literature review methodology for scientific and information management, through its structuring and systematization. *Dyna*, 81(184), 158-163.
- Grimaldo Guerrero, J. W., Mendoza Becerra, M. A., & Reyes Calle, W. P. (2017). Forecast Electricity Demand Model Using Predicted Values of Sectorial Gross Domestic Product: Case of Colombia. *Revista Espacios ISSN 0798-1015*, 38(22).
- Grimaldo Guerrero, J. W., Rodríguez Toscano, A. D., Vidal Pacheco, L., & Osorio Tovar, J. (2018, Octubre). Analysis of the energetic and productive effects derived by the

- installation of a conveyor belt in the metal-mechanic industry. *International Journal of Energy Economics and Policy* ISSN 2146-4553, 8(6), 196-201.
doi:<https://doi.org/10.32479/ijeeep.7066>
- Hur, S.-K., & Chung, C. (2017). Revisiting CAPM betas in an incomplete market: Evidence from the Korean stock market. *Finance Research Letters*, 21, 241-248.
- Intercolombia. (2015). *Informe de Gestión Intercolombia*. Medellín : ISA Intercolombia.
- IPSE. (2017). *Informe Rendición Social de Cuentas*. Bogotá D.C.
- IPSE. (2018, Septiembre). *Glosario - IPSE*. Retrieved from Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas:
<http://www.ipse.gov.co/atencion-al-ciudadano/informacion-de-interes/glosario>
- IRIC. (2003). *Review of Rate of return Methodologies and Practices*. Perth, Australia: Curtin Business School - Curtin University of Technology.
- ISA. (2018). *ISA Intercolombia*. Retrieved from Transmisión de Energía Eléctrica:
<http://www.intercolombia.com/Negocio/Paginas/transmision-energia-electrica.aspx>
- ISA. (2018, Julio). *Línea de Tiempo Nuestra Historia ISA*. Retrieved Marzo 1, 2018, from Interconexión Eléctrica S.A.: <http://www.isa.co/es/nuestra-compania/Paginas/quienes-somos/historia.aspx>
- ISA. (2018, Septiembre). *Transmisión de energía eléctrica*. Retrieved from Intercolombia S.A. E.S.P: <http://www.intercolombia.com/Negocio/Paginas/transmision-energia-electrica.aspx>
- Jamison, M. A. (2007). Regulation: Price Cap and Revenue Cap. *Encyclopedia of Energy Engineering and Technology*, 3, 1245-51.
- Khalfallah, H. (2013). An assessment of Incentive Regulation in electricity networks: The story so far. *Cahier de recherche EDDEN*, 9.
- Ley 142 , Diario Oficial No. 41.433 (Julio 11, 1994).
- Ley 143, Diario Oficial No. 41.434 (Julio 12, 1994).
- Ley 20.936 (Ministerio de Energía - Chile Julio 20, 2016).
- Ley 790, Diario Oficial No. 45.046 (Diciembre 27, 2002).
- López González, D., & Tabares Álvarez, S. (2014). *Estudio de la Tasa de Remuneración del Sistema de Transmisión Nacional de energía Eléctrica en Colombia*. Medellín: Escuela de Economía y Finanzas, Universidad EAFIT.
- Loyola Vergara, M. (2009). *Apuntes de Metodología de las Investigación para Ciencias de la Construcción*. Santiago: Departamento de Ciencias de las Construcción, Universidad de Chile.
- Lozada, J. (2014). Investigación Aplicada: Definición, propiedad intelectual e industria. *CienciAmérica: Revista de divulgación científica de la Universidad Tecnológica Indoamérica*, 3(1), 47-50.

- Mandel, B. (2014). *A primer on utility regulation in the United Kingdom: Origins, aims, and mechanics of the RIIO model*. Frank J. Guarini Center on Environmental, Energy and Land Use Law: Energy Law & Policy Fellow.
- Matsukawa, I. (2008). The effects of average revenue regulation on electricity transmission investment and pricing. *Energy Economics*, 30(3), 696-714.
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2013). *Real Decreto 1047/2013, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica*. Madrid: Boletín Oficial del Estado.
- Ministry of Petroleum and Energy. (2018, 07). *About us*. Retrieved from Government.no: <https://www.regjeringen.no/en/dep/oed/id750/>
- MME. (2018, Septiembre). *Entidades Adscritas y Vinculadas*. Retrieved from Minminas: <https://www.minminas.gov.co/entidades-adscritas-y-vinculadas1>
- MME. (2018, Septiembre). *Funciones*. Retrieved from Minminas: <https://www.minminas.gov.co/funciones-y-deberes>
- Monje Álvarez, C. A. (2011). *Metodología de la investigación cuantitativa y cualitativa: Guía Didáctica*. Neiva: Faculta de Ciencias Sociales y Humanas, Universidad Surcolombiana.
- Morales, P., & Sempértegi Vallejo, L. (2017). La Regulación del Sector Energético en Ecuador. In L. F. Moreno Castillo, & V. R. Hernández Mendible, *Derecho de la Energía en América Latina: Tomo I* (pp. 875-952). Medellín: U. Externado de Colombia.
- Moreno, L. F. (2012). El Modelo De Libre Competencia: El Caso De Colombia. In *Regulación Del Mercado De Energía Eléctrica En América Latina: La convergencia entre libre competencia e intervención estatal* (pp. 93-230). Bogotá D.C.: Universidad Externado De Colombia.
- NGET. (2018). *Annual Report and Accounts 2017/18*. United Kingdom: national grid.
- Niño T., J., Zurita L., S., & Castillo R., A. (2014). Costo De Capital e Impuestos en un Sistema Tributario No Integrado y en uno Integrado. *El Trimestre Económico*, LXXXI(321), 109-132.
- NVE. (2018, 07). *Economic Regulation*. Retrieved from Energy market and regulation : <https://www.nve.no/energy-market-and-regulation/economic-regulation/>
- NVE. (2018, 07). *Incentive scheme for R&D*. Retrieved from Economic Regulation: <https://www.nve.no/energy-market-and-regulation/economic-regulation/incentive-scheme-for-r-d/>
- NVE. (2018, 07). *The WACC-model*. Retrieved from Economic Regulation: <https://www.nve.no/energy-market-and-regulation/economic-regulation/the-wacc-model/>
- OFGEM. (2011). *Decision on strategy for the next transmission price control - RIIO-T1*. United Kingdom: RIIO - T1.
- OFGEM. (2017). *RIIO-ET1 Annual Report 2016-17*. United Kingdom: RIIO Electricity Transmission .

- Osorio Tovar, J., Grimaldo Guerrero, J. W., Pacheco Torres, P. J., & Chaparro Badillo, L. P. (2018, Noviembre). Chemical failure analysis of artificial lift system in petroleum industry: A review. *Journal of Engineering and Applied Sciences ISSN 1818-7803*, 13(19), 8010-8015. doi:10.3923/jeasci.2018.8010.8015
- Pinto Nolla, J. (2018). *XX Congreso Internacion de Mantenimiento y Gestión de Activos 2018*. Bogotá D.C.: CREG.
- Pratt, S. P. (2002). Chapter 7: Weighted Average Cost of Capital. In S. P. Pratt, *Cost of Capital: Estimation and Applications* (Second ed., p. 45). New Jersey: John Wiley & Sons, INC.:
- Ramírez Castaño, S. (1995). *Redes de Subtransmisión y Distribución de Energía*. Manizales: Universidad Nacional de Colombia: Sede Manizales.
- Red Eléctrica de España. (2016). *El Sistema Eléctrico Español 2016*. Informe Completo .
- Resolución No. 001 (CREG Noviembre 2, 1994).
- Resolución No. 002 (CREG Noviembre 02, 1994).
- Resolución No. 004 (CREG Enero 28, 1999).
- Resolución No. 017 (CREG Marzo 30, 2004).
- Resolución No. 059 (CREG Mayo 22, 2017).
- Resolución No. 061 (CREG Septiembre 12, 2000).
- Resolución No. 070 (CREG Mayo 28, 1998).
- Resolución No. 083 (CREG Julio 25, 2008).
- Resolución No. 085 (CREG Diciembre 30, 2002).
- Resolución No. 108 (CREG Julio 3, 1997).
- Resolución No. 119 (CREG Diciembre 21, 2007).
- Resolución No. 128 (CREG Diciembre 17, 1996).
- Resolución No. 173 (CREG Octubre 24, 2016).
- Resolución No. 178 (CREG Diciembre 23, 2014).
- Rodrigues Brocado, M. (2016). *Methodology to set the X-Factor for price cap regulation in toll roads: validation for the case of Brazil*. Madrir: Departamento de Ingeniería Civil: Transportes, Universidad Politecnica de Madrid.
- Rothwell, G., & Gómez, T. (2003). *Electricity Economics: Regulation and Deregulation*. IEEE Power Engineering Society.
- Rudnick, H., & Zolezzi, J. (2000). Planificación y Expansión de la Transmisión en Mercados Eléctricos Competitivos. *Pontificia Universidad Católica de Chile*.
- ScottMadden, Inc. (2017). *Transmission Investment: Revisiting the Federal Energy Regulatory Commission's Two-Step DCF Methodology for Calculating Allowed Returns on Equity*. Washington D.C.: Edison Electric Institute.

- Senate, & House of Representatives. (2015). *Federal Power Act*. Washington D.C.: As Amended Through P.L. 114–94.
- Serna García, D. (2015). *Remuneración Eficiente En La Transmisión De Energía Eléctrica En Colombia*. Medellín: Departamento De Economía, Universidad EAFIT.
- Shirmohammadi, D., Wollenberg, B., Vojdani, A., Sandri, P., Pereira, M., Rahimi, F., & Stott, B. (1998). Transmission dispatch and cogestion management in the emerging energy market structures. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(4), 1466-1474.
- Shleifer, A. (1985). A Theory of Yardstick Competition. *The RAND Journal of Economics*, 16(3), 319-327.
- Silva Ortega, J. I., Cervantes Bolivar, B., Isaac Millan, I. A., Cardenas Escorcía, Y., & Valencia Ochoa, G. (2018). Demand Energy Forecasting Using Genetic Algorithm to Guarantee Safety on Electrical Transportation System. *Chemical Engineering Transactions*, 67, 787-792.
- Silva-Ortega, J. I., Daza-Guzmán, J. D., Candelo-Becerra, J., Umaña-Ibáñez, S., Salas-Navarro, K., Mercado-Caruso, N., & Palacio-Bonilla, A. (2017). Modelo de 75 nodos para evaluar la operación en estado estable de una red de sub-transmisión de energía eléctrica. *Revista ESPACIOS*, 38(6).
- Soto Ortiz, J. D., & Grimaldo Guerrero, J. W. (2012). ¿Nuevo Racionamiento de Energía? Atrasos en los proyectos de generación: Riesgos en el Sector Eléctrico. *Informativo UnNorte*, Pág 9.
- Statnett. (2018, 07). *About us*. Retrieved from Statnett: <http://www.statnett.no/en/About-Statnett/>
- Tanaka, M. (2007). Extended Price Cap Mechanism for Efficient Transmission Expansion under Nodal Pricing. *Networks and Spatial Economics*, 7, 257-275.
- U.S. Department of Energy. (2015). *United States Electricity Industry Primer*. Washington D. C.: Office of Electricity Delivery and Energy Reliability.
- UPME. (2016). *Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2016 - 2030*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- UPME. (2017). *Informe de Rendición de Cuentas UPME 2016 - 2017*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- UPME. (2017). *Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2017 - 2031 (Preliminar)*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Valderrama Alvarado, M. C. (2010). *Metodologías de estimación del costo de capital: Una aproximación al caso colombiano*. Pereira: Universidad EAFIT.
- Weiss, E., & Majkuthová, S. (2006). Discounted Cash Flow (DCF) Assessment method and its use in assessment of a producer company. *Metalurgija*, 45(1), 67-70.
- Wu, F., Zheng, F., & Wen, F. (2006). Transmission investment and expansion planning in a restructured electricity market. *Energy*, 31, 954-966.
- XM. (2017). *Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado*. Medellín: Informes Anuales.

- XM. (2018). *Líneas de Transmisión por Agentes Operadores*. Medellín: Parámetros Técnicos del SIN (PARATEC).
- XM. (2018, Septiembre). *Transparencia y Acceso a la Información* . Retrieved from XM:
<http://www.xm.com.co/corporativo/Paginas/Nuestra-empresa/transparenciayaccesoalainformacion.aspx>
- XM S.A. E.S.P. (2017). *Oferta y generación*. Retrieved from Capacidad efectiva neta:
<http://informesanuales.xm.com.co/2017/SitePages/operacion/3-5-Capacidad-efectiva-neta.aspx>
- Yáñez Bustos, C. (2017). *Análisis e Impacto de la Nueva Ley de Transmisión en el Sector Eléctrico Chileno*. Santiago de Chile: Departamento de Ingeniería Eléctrica - Universidad de Chile.
- Yarad, J. (1989). *Un nuevo esquema de regulacion de monopolios naturales*. Centro de Estudios Públicos.

Anexo 1

A continuación se observa la interfaz de la herramienta desarrollada para realizar los cálculos de los ingresos anuales de los agentes transmisores de energía eléctrica.

**Comparación Del Cambio De Metodología Para Remunerar La Actividad de Transmisión De Energía Eléctrica:
Caso Colombia**



**UNIVERSIDAD
DE LA COSTA**
1970

Andrés José Andrade Becerra

Universidad de la Costa
Departamento de Energía
Programa de Ingeniería Eléctrica
2018

WACC			
Participación de la deuda	wd	40%	
Participación del capital propio	we	60%	
Costo de la deuda	rd	8,33%	
Costo del capital propio	re	12,22%	
Tasa de interes	τ	33%	
Inflación	Inf	2,5%	

USD		COP	
WACC	14,27%	WACC	11,5%
WACC	9,56%	WACC	6,89%

Costo de la deuda		
Costo de la deuda	rd	5,69%
Costo de la deuda (USD)	Rd	8,33%
Tasa de crédito preferencial	rcp	6,07%
Tasa emisiones de bonos	rem	5,31%

Costo del capital propio		
Costo del capital propio	re	12,22%
Tasa libre de riesgo	Rf	4,88%
Beta apalancado	β	0,64
Beta desapalancado	β_u	0,44
Rendimiento del mercado	Rm	11,93%
Prima de mercado	$(R_m - R_f)$	7,05%
Prima por riesgo del negocio	$\beta(R_m - R_f)$	4,49%
Prima por riesgo país	Rp	2,85%

Proyecto	Convocatoria UPME	Valor (MMUSD)	Zona Influencia	Beneficio
1. Flores, Caracolí, Subsanalaga - Nueva S/E Caracolí a 220 kV - Ampliación S/E Temoflores - Ampliación S/E Subsanalaga - 58 km de líneas aéreas - 5 pu líneas subterráneas	STN 84-2013 Intercolombia	\$ 61,28	Barranquilla Soledad Malmbo Subsanalaga	Mejora condiciones de prestación del servicio

$$CAEA_t = \sum_{i=1}^n \left(NDC(CPA_i)(1 - RPP_i) \frac{TR}{1 - (1 - TR)^n} \right) \quad (8)$$

INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.				
CAEJ	\$ 507.452.791.598	CARTJ	\$ 575.027.555	
ANE	\$ 25.372.616.580	CAEJ	\$ 8.945.270.899	
VAOMJ	\$ 112.579.457.686	OJ	\$ 1.560.415.482	

AÑOS				
1	2	3	4	5
IATJ	\$ 673.364.708.837	\$ 673.364.708.837	\$ 673.364.708.837	\$ 673.364.708.837

TRANSELCA S.A. E.S.P.				
CAEJ	\$ 78.104.482.379	CARTJ	\$ 140.560.709	
ANE	\$ 3.965.224.119	CAEJ	\$ -	
VAOMJ	\$ 22.419.197.427	OJ	\$ -	

AÑOS				
1	2	3	4	5
IATJ	\$ 107.177.323.458	\$ 107.177.323.458	\$ 107.177.323.458	\$ 107.177.323.458

TR	Vida Útil	Inversión (MMUSD)	CAEA (MMUSD)	Variación TR	Variación CAEA
4,55%			\$ 4,46		
4,82%			\$ 4,27	0,2%	2,79%
5,09%			\$ 4,39	0,2%	2,75%
5,36%			\$ 4,51	0,2%	2,71%
5,63%			\$ 4,63	0,2%	2,67%
5,90%			\$ 4,75	0,2%	2,63%
6,17%			\$ 4,87	0,2%	2,59%
6,44%			\$ 5,00	0,2%	2,56%
6,71%			\$ 5,12	0,2%	2,52%
6,98%			\$ 5,25	0,2%	2,48%
7,25%			\$ 5,38	0,2%	2,45%
7,52%			\$ 5,51	0,2%	2,41%
7,79%			\$ 5,64	0,2%	2,38%
8,06%			\$ 5,77	0,2%	2,34%
8,33%			\$ 5,91	0,2%	2,31%
8,60%			\$ 6,04	0,2%	2,28%
8,87%			\$ 6,18	0,2%	2,24%
9,14%			\$ 6,31	0,2%	2,21%
9,41%			\$ 6,45	0,2%	2,18%
9,68%			\$ 6,59	0,2%	2,15%
9,95%			\$ 6,73	0,2%	2,12%
10,22%			\$ 6,87	0,2%	2,09%
10,49%			\$ 7,01	0,2%	2,06%
10,76%			\$ 7,15	0,2%	2,03%
11,03%			\$ 7,29	0,2%	2,00%
11,30%			\$ 7,44	0,2%	1,97%
11,57%			\$ 7,58	0,2%	1,95%
11,84%			\$ 7,73	0,2%	1,92%
12,11%			\$ 7,88	0,2%	1,89%
12,38%			\$ 8,02	0,2%	1,87%
12,65%			\$ 8,17	0,2%	1,84%
12,92%			\$ 8,32	0,2%	1,82%
13,19%			\$ 8,47	0,2%	1,79%
13,46%			\$ 8,62	0,2%	1,77%
13,73%			\$ 8,77	0,2%	1,74%
14,00%			\$ 8,92	0,2%	1,72%
14,27%			\$ 9,07	0,2%	1,70%
14,54%			\$ 9,22	0,2%	1,68%
14,81%			\$ 9,38	0,2%	1,65%
15,08%			\$ 9,53	0,2%	1,63%
15,35%			\$ 9,68	0,2%	1,61%
Promedio			\$ 6,79	0,2%	2,14%

INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	
Costo Reposición de Activos	CREJ \$ 4.286.193.782.286
Factor Ajuste	FAJ 0,678
Factor de Indexación	FI 1
Base Regulatoria de Activos Eléctricos	BRAEJ \$ 2.906.039.384.390
Porcentaje de Inversiones de referencia	PIR 1%
Base Regulatoria de Activos Eléctricos Nuevos	BRAENJ \$ 29.060.393.844
Base Regulatoria Inicial de Activos Eléctricos	BRARJ \$ 155.761.711.003
Base Regulatoria de Activos Eléctricos que Salen de Operación	BRAPJ \$ 147.975.525.453
Recuperación Reconocida de Capital para activos incluidos en la base regulatoria inicial	RCBJAJ \$ 145.301.969.219
Recuperación Reconocida de Capital para activos que entran en operación	RCNAJ \$ 3.568.378.230
Recuperación Reconocida de Capital	RCJ \$ 148.870.347.450
Base Regulatoria de Activos No Eléctricos	BRANEJ \$ 53.346.285.983
Base Regulatoria de Activos	BRARJ \$ 2.691.600.191.314
Base Regulatoria de Terrenos	BRITJ \$ 697.109.337
Ingreso Anual por Gastos AOM	IAGOMJ \$ 132.443.387.871
Ingreso Anual por Incentivos	IAINCJ \$ 100.296.934.505
Otros Ingresos por la explotación de los activos	OJ \$ 1.560.415.482

	AÑOS				
	1	2	3	4	5
BRAENJ	\$ 29.060.393.844	\$ 30.513.413.536	\$ 32.039.084.213	\$ 33.641.038.424	\$ 35.323.090.345
BRAEJ	\$ 2.638.253.905.331	\$ 2.371.921.445.964	\$ 2.107.114.657.274	\$ 1.843.909.822.795	\$ 1.582.387.040.237
BRANEJ	\$ 53.346.285.983	\$ 48.048.697.190	\$ 42.783.074.830	\$ 37.551.017.224	\$ 32.354.202.612
BRARJ	\$ 2.691.600.191.314	\$ 2.439.976.143.154	\$ 2.149.807.732.104	\$ 1.881.860.840.019	\$ 1.614.741.242.848
IAGOMJ	\$ 48.771.666.560	\$ 427.567.515.090	\$ 396.542.308.909	\$ 365.704.976.881	\$ 335.064.919.213
IATJ	\$ 689.951.573.456	\$ 658.747.621.986	\$ 627.722.207.805	\$ 596.884.877.777	\$ 566.244.826.109

RPP	0,9464
PU	1,0000
Porcentaje de Inversiones	5%

TRANSELCA S.A. E.S.P.	
Costo Reposición de Activos	CREJ \$ 657.206.652.898
Factor Ajuste	FAJ 0,678
Factor de Indexación	FI 1
Base Regulatoria de Activos Eléctricos	BRAEJ \$ 445.586.110.665
Porcentaje de Inversiones de referencia	PIR 1%
Base Regulatoria de Activos Eléctricos Nuevos	BRAENJ \$ 4.455.861.107
Base Regulatoria Inicial de Activos Eléctricos	BRARJ \$ 22.627.147.875
Base Regulatoria de Activos Eléctricos que Salen de Operación	BRAPJ \$ 21.495.790.481
Recuperación Reconocida de Capital para activos incluidos en la base regulatoria inicial	RCBJAJ \$ 22.279.105.511
Recuperación Reconocida de Capital para activos que entran en operación	RCNAJ \$ 547.143.231
Recuperación Reconocida de Capital	RCJ \$ 22.826.448.764
Base Regulatoria de Activos No Eléctricos	BRANEJ \$ 8.201.511.873
Base Regulatoria de Activos	BRARJ \$ 413.923.244.399
Base Regulatoria de Terrenos	BRITJ \$ 170.451.475
Ingreso Anual por Gastos AOM	IAGOMJ \$ 25.039.573.475
Ingreso Anual por Incentivos	IAINCJ \$ 15.378.635.678
Otros Ingresos por la explotación de los activos	OJ \$ -

	AÑOS				
	1	2	3	4	5
BRAENJ	\$ 4.455.861.107	\$ 4.678.654.162	\$ 4.912.586.870	\$ 5.158.216.214	\$ 5.416.127.024
BRAEJ	\$ 405.719.732.527	\$ 366.076.147.444	\$ 326.666.895.869	\$ 287.502.472.038	\$ 248.596.159.818
BRANEJ	\$ 8.203.511.871	\$ 7.415.099.032	\$ 6.631.816.708	\$ 5.853.213.765	\$ 5.080.249.737
BRARJ	\$ 413.923.244.399	\$ 373.491.243.476	\$ 333.298.076.708	\$ 293.355.685.803	\$ 253.676.609.554
IAGJ	\$ 70.547.322.965	\$ 65.902.600.153	\$ 61.285.313.986	\$ 56.696.836.296	\$ 52.118.607.507
IATJ	\$ 110.965.532.118	\$ 106.320.809.306	\$ 101.701.523.139	\$ 97.115.045.450	\$ 92.556.816.661

RPP	0,9464
PU	0,9474
Porcentaje de Inversiones	5%

Tasas de Crédito Preferencial			
Mes	TP	Inf	TPR
jun-03	11,82	7,21	4,30%
jul-03	11,70	7,04	4,35%
ago-03	12,10	7,26	4,51%
sep-03	11,31	7,11	3,92%
oct-03	11,59	6,58	4,70%
nov-03	11,86	6,13	5,40%
dic-03	11,85	6,49	5,04%
ene-04	11,65	6,19	5,14%
feb-04	11,38	6,28	4,80%
mar-04	11,36	6,21	4,85%
abr-04	11,45	5,49	5,65%
may-04	11,47	5,37	5,79%
jun-04	11,34	6,07	4,96%
jul-04	11,39	6,19	4,89%
ago-04	11,62	5,89	5,41%
sep-04	11,05	5,97	4,79%
oct-04	11,41	5,90	5,20%
nov-04	11,20	5,82	5,09%
dic-04	11,46	5,50	5,65%
ene-05	11,26	5,43	5,53%
feb-05	11,12	5,25	5,58%
mar-05	11,39	5,03	6,06%
abr-05	10,70	5,01	5,42%
may-05	10,92	5,04	5,60%
jun-05	10,85	4,83	5,74%
jul-05	10,60	4,91	5,42%
ago-05	10,66	4,88	5,51%
sep-05	10,49	5,02	5,21%
oct-05	9,93	5,27	4,42%
nov-05	9,88	5,10	4,55%
dic-05	9,68	4,85	4,60%
ene-06	9,81	4,56	5,02%
feb-06	9,55	4,19	5,14%
mar-06	9,44	4,11	5,12%
abr-06	9,13	4,12	4,81%
may-06	9,14	4,04	4,90%
jun-06	9,33	3,94	5,19%
jul-06	9,53	4,32	5,00%
ago-06	9,78	4,72	4,83%
sep-06	9,94	4,58	5,12%
oct-06	9,75	4,19	5,34%
nov-06	10,26	4,31	5,70%
dic-06	10,39	4,48	5,65%
ene-07	10,61	4,71	5,63%
feb-07	10,80	5,25	5,27%
mar-07	11,59	5,78	5,50%
abr-07	11,57	6,26	4,99%
may-07	11,90	6,23	5,33%
jun-07	12,47	6,03	6,07%
jul-07	13,19	5,77	7,01%
ago-07	13,37	5,22	7,74%
sep-07	13,56	5,01	8,14%
oct-07	13,40	5,16	7,84%
nov-07	13,55	5,41	7,72%
dic-07	13,70	5,69	7,58%
ene-08	13,79	6,00	7,35%
feb-08	13,98	6,35	7,18%
mar-08	14,54	5,93	8,13%
abr-08	14,51	5,73	8,30%
may-08	14,04	6,39	7,19%
Promedio			5,61%

Margen >5a	=	Promedio >5a	-	Promedio todos
		6,63%	-	6,17%
Margen >5a		0,46%		